

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



TRABAJO FIN DE GRADO

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO

Autor: Álvaro Fernández Sánchez

Tutor: Santiago Arnaltes Gómez

Madrid, Septiembre de 2015

A mis padres, por su confianza ciega en mí.

A mis compañeros de empresa, los cuales han sido fundamentales en la
consecución de este trabajo.

A Marina, mi compañera de viaje, por estar siempre ahí.

Resumen

El Trabajo de Fin de Grado que expongo a continuación se centrará en el proceso de implantación de un parque eólico, en el cual se detallarán los procedimientos, trabajos y operaciones necesarias para su diseño y construcción.

Como introducción a dicho proceso, se presentará una breve reseña de la energía eólica a lo largo de su historia, citando los acontecimientos más importantes que se han sucedido a lo largo de los años. Además, se explicará la situación actual de la energía eólica, así como previsiones de desarrollo de la misma en las diferentes zonas del planeta.

También nos centraremos en el mercado eólico actual, situando los principales fabricantes de aerogeneradores, los cuales suponen la inversión principal de un proyecto, de forma que junto con los puntos anteriores se consiga reflejar el estado actual de esta energía.

Una vez introducido el recurso eólico, entraremos en los trabajos necesarios en el proceso de instalación de un parque eólico, detallando las diferentes partidas, como obra civil, instalación eléctrica, conexión a red o protección medioambiental.

A continuación de este análisis nos dispondremos a realizar un estudio económico sobre una modelización de parque que crearemos mediante la elección de un emplazamiento y de un tipo de aerogenerador.

Con los datos de viento del dicho emplazamiento, podremos obtener los datos de energía que el parque será capaz de producir, comparándolos con la curva de potencia propia del aerogenerador. Una vez hallado esto, se procederá al cálculo de todos los aspectos económicos que forman parte del proyecto, con el fin de justificar la inversión del parque.

Tras esto, un estudio de sensibilidad acompañará este análisis aportando más puntos de vista en caso de variación de ciertos aspectos del proyecto.

Para finalizar, enumeraremos unas conclusiones con respecto al proyecto realizado, con la intención de alcanzar los objetivos que prefijaremos inicialmente, y así considerar el trabajo como satisfactorio a nivel personal.

Objetivos

Los objetivos que se pretenden alcanzar con la realización de este trabajo van dirigidos al lector del mismo, con el fin de que éste adquiriera unos conceptos definidos sobre todos los aspectos que conlleva la construcción de un parque eólico.

Los puntos principales que se buscará completar mediante este trabajo se detallan a continuación:

- Mostrar una imagen global de la situación de la energía eólica en la actualidad. Debido al segundo plano aún de las energías renovables, el conocimiento de las mismas no está a la orden del día para la población, por lo que se pretenderá introducir de una manera global la energía eólica y concienciar a la sociedad de la importancia y crecimiento de este recurso para la generación de electricidad.
- Explicar cada una de las partes del proceso de construcción del parque. Se buscará profundizar en las fases implicadas en la instalación del parque, de manera que se transmita una visión del proceso en su totalidad y de la infraestructura necesaria que generalmente no se aprecia desde un punto de vista externo.
- Realizar una modelización de parque acorde a las características del emplazamiento elegido. Se seleccionará un emplazamiento para la instalación del parque, un tipo de aerogenerador disponible para las características de la zona, y se tomarán ciertas decisiones e hipótesis para determinar un proyecto tipo de parque eólico de donde podamos extraer una producción anual aproximada a la que podría dar un parque real en ese emplazamiento. También buscaremos proporcionar una estimación del número de familias que podrían autoabastecerse de esta energía producida y el ahorro correspondiente.
- Viabilidad y rentabilidad económica. Nos dispondremos a realizar un análisis económico en base a los datos obtenidos de producción y a los costes debidos a la construcción y explotación del parque, de forma que mediante un modelo económico podamos determinar que la inversión realizada es viable y resulta rentable económicamente.
- Mostrar las fluctuaciones del proyecto debido a variaciones en sus parámetros. Se buscará realizar un análisis de sensibilidad mediante la variación de algunos de los factores que afectan al proyecto para observar cómo se modifican los resultados finales del proyecto y dotar de una visión más amplia de la situación.

Índice

1.	INTRODUCCIÓN	8
1.1.	Historia	9
1.2.	Presencia en la actualidad.....	13
1.3.	Mercado eólico. Objetivos para el futuro y medidas previstas.	16
2.	GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	19
2.1.	Aspectos generales.....	19
2.1.1.	Circulación general de la atmósfera.....	19
2.1.2.	Gradiente adiabático de temperaturas.....	20
2.1.3.	Factores del viento	21
2.2.	Teoría del viento	22
2.2.1.	Energía y potencia eólica.....	22
2.2.2.	Coeficiente de Potencia. Límite de Betz.....	24
2.3.	Recurso del viento.....	27
2.3.1.	Factores implicados.....	27
2.3.2.	Instrumentos de medida	32
2.3.3.	Curva de Potencia.....	35
3.	TECNOLOGÍA DEL VIENTO	37
3.3.	Aerogeneradores. Tipos, componentes y funcionamiento.....	37
3.1.1.	Aerogeneradores de eje vertical.	38
3.1.2.	Aerogeneradores de eje horizontal.	41
3.1.3.	Componentes	45
3.2.	Oferta eólica. Suministradores de aerogeneradores en la actualidad y su situación en el mercado.....	51
4.	CONSTRUCCIÓN	59
4.1.	Obra civil. Caminos, plataformas, cimentaciones.	60
4.1.1.	Caminos	60
4.1.2.	Cimentaciones.....	62
4.1.3.	Plataformas	65
4.2.	Montaje de aerogeneradores. Partes y procedimientos.	65
4.3.	Montaje electromecánico.	69
4.3.1.	Centros de transformación.	69
4.3.2.	Líneas de Media Tensión.....	70

4.3.3.	Torres meteorológicas	72
5.	RED ELÉCTRICA.....	73
5.1.	Subestación elevadora.....	73
5.1.1.	Tensiones de operación.....	73
5.1.2.	Componentes.....	74
5.1.3.	Conexiones.....	78
5.2.	Requerimientos de conexión a red.....	83
5.2.1.	Frecuencias.....	83
5.2.2.	Huecos de tensión.....	83
5.2.3.	Sobretensiones.....	84
5.2.4.	Equipos de compensación de energía reactiva.....	85
5.2.5.	Cumplimiento de Código de Red.....	87
6.	PROTECCIÓN MEDIOAMBIENTAL.....	88
6.1.	Terrenos, suelos.....	88
6.2.	Sistema hidrológico.....	89
6.3.	Impacto visual	90
6.4.	Impacto acústico.....	91
6.5.	Fauna y flora.....	93
6.6.	Atmósfera.....	94
7.	MODELIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO.....	95
7.1.	Selección y evaluación del emplazamiento de parque.....	95
7.2.	Evaluación de recurso eólico.....	97
7.3.	Elección del aerogenerador a instalar en el parque.....	100
7.4.	Layout del parque	103
7.5.	Estudio de producción.....	104
8.	ANÁLISIS ECONÓMICO	108
8.1.	Costes de inversión	108
8.2.	Costes de producción	110
8.3.	Ingresos	111
8.4.	Balance de cuentas.....	112
8.5.	Valor Actual Neto (VAN).....	114
8.6.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	115
9.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	116
9.1.	Financiación vs. VAN/TIR.....	117

9.2.	Interés anual vs. VAN/TIR.....	118
9.3.	Plazo deuda vs. VAN/TIR	119
9.4.	Inflación vs. VAN/TIR.....	120
9.5.	Velocidad media anual vs. VAN/TIR	121
9.6.	Precio de la energía vs. VAN/TIR	122
10.	CONCLUSIONES	123
	Bibliografía	124
	Anexo 1. Datos de viento. Distribución Weibull	127

1. INTRODUCCIÓN.

La generación de electricidad hoy en día es algo que se sitúa en la lista de aspectos principales a tener en cuenta para el conjunto de la población, ya que es un recurso indispensable en cualquier hogar, y en torno a él basamos nuestro modo de vida. Teniendo en cuenta esto, debemos analizar la situación y mirar de cara al futuro, con el objetivo de poder llegar a conseguir producir energía procedente de fuentes limpias y fiables.

La problemática en torno al calentamiento global de la Tierra es un aspecto fundamental y que no podemos obviar, ya que si el ser humano continúa con su estilo de vida y favoreciendo esta circunstancia, las dificultades a la hora de habitar el planeta serán mayores, ya que el aumento de la temperatura en los últimos años, y por consiguiente, el aumento del nivel del mar pueden hacer que ciertas zonas del globo terráqueo puedan no ser habitables en el futuro.

Afortunadamente, los organismos competentes de multitud de países están afrontando este inconveniente, proponiendo soluciones para darle la vuelta a la situación y frenar esta tendencia. En el apartado de energía, que es lo que nos compete en este caso, los países más desarrollados se comprometieron a reducir los gases de efecto invernadero mediante el protocolo de Kyoto¹, cuyo segundo periodo tiene cabida hasta el año 2020. En este tiempo se tomarán medidas energéticas que contribuyan a la conservación del Medio Ambiente, donde se encuentra la tarea de fomentar e impulsar las energías renovables.

La previsión con respecto a la utilización de estas energías limpias es bastante optimista, ya que en los últimos años muchos países han apostado fuertemente por la utilización de recursos como el viento, el agua o el sol para la producción de energía. Algunas naciones como China, Alemania, Reino Unido o España han contribuido de manera importante a la producción de energía mediante la tecnología eólica, siendo los que cuentan con más capacidad de potencia instalada alrededor del mundo.

La presencia de las energías renovables viene dada por la responsabilidad que tenemos los seres humanos de cuidar nuestro planeta, por lo que es necesario fomentar la utilización de energías más limpias que combatan la contaminación presente en nuestros días, y concienciar a la población de que las energías renovables son fuentes fiables, inagotables e ideales para ser protagonistas dentro del sistema energético mundial.

¹ El Protocolo de Kyoto entró en vigor en 2005 con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para 37 países industrializados y la Unión Europea, ya que son los principales responsables de las emisiones de GEI debido a la quema de combustibles fósiles.

1.1. Historia

El comienzo histórico de lo que denominamos hoy en día energía eólica se remonta a las primeras evidencias de utilización del viento para su aprovechamiento, entre los años 4000 a 3000 a.C. mediante embarcaciones a vela procedentes de Egipto.

Deberemos avanzar bastantes siglos para dar con la época en la cual se empezó a investigar sobre la utilización de la energía del viento para usos agrícolas, ya que el recurso del viento, por su variabilidad, no facilitaba el desarrollo de estos mecanismos. Fue en torno al siglo VII en China y Persia donde se masificaron estos molinos de viento para el riego y la molienda del grano, fabricados mediante un rotor vertical con palas de madera cuyo movimiento del eje estaba conectado a las muelas del molino.

Estos molinos nacieron en los países orientales mencionados, aunque se comenta que la cultura Occidental desarrolló su propia tecnología, ya que aquí predominaron los molinos de eje horizontal, mientras que en Oriente lo hicieron los de eje vertical.

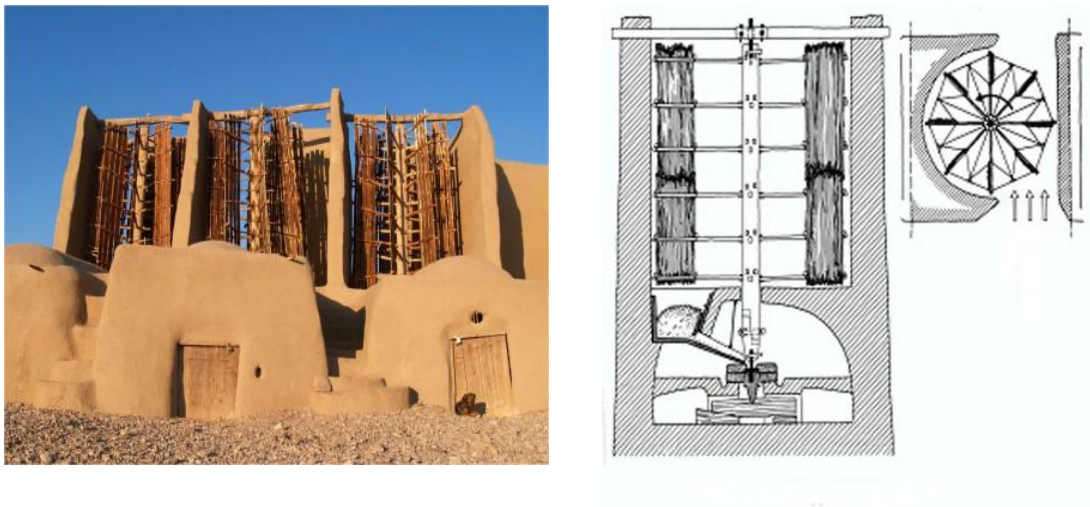


Figura 1. Molinos de viento antiguos y funcionamiento.

Vemos en la imagen el funcionamiento del molino, el cual se basaba en una pantalla que cubría la mitad del mecanismo, creando así un par a la entrada del viento incidente que permitía el giro de las palas.

En cuanto a Occidente, se tienen referencias del siglo XII de ciertos molinos de eje horizontal. Su procedencia no es clara, estando entre una evolución de los molinos orientales y un desarrollo propio desde el continente europeo.

Los molinos de eje horizontal contarán con el rotor como sistema de captación, por lo que es necesario un sistema que oriente el mismo para que el viento incidente se encuentre de cara a él, consiguiendo el máximo aprovechamiento de esta manera. Éstos eran utilizados entre otras cosas para drenar agua o extraer semillas, además de la molienda del grano propia de estas máquinas.



Figura 2. Molinos de viento de eje horizontal.

Hacia el siglo XIV se desarrolló el molino de torre, el cual contaba con la parte inferior fabricada de piedra o ladrillo. La parte superior se orientaba a barlovento y la rotación se comenzó haciendo manualmente, hasta que se automatizó el mecanismo.

Los holandeses predominaron en estas instalaciones más tarde con 20.000 molinos en funcionamiento en el siglo XVIII, con potencias de 20kW cada uno aproximadamente.

En el siglo XIX hubo un cambio en torno a esta tecnología, ya que con la invención de la máquina de vapor durante la Revolución Industrial, los molinos de viento quedaron obsoletos y llegaba el momento de ir un paso más allá, el cual llegó a inicios de este siglo.

En 1802, Kelvin acopló un generador a un sistema que aprovechara el viento, por lo que esto se convirtió en el precedente del aerogenerador actual. El que llegó a dar con la turbina eólica con el fin de producir electricidad fue Charles F. Brush, en 1888, lo que hizo que en 1890 Dinamarca decidiera investigar este tipo de energía lanzando un programa para ello, y que dos años más tarde Paul la Cour pusiera en marcha la

primera máquina para generar electricidad a través de la energía eólica, consiguiendo desarrollar una potencia entre 5 y 25 kW.



Figura 3. Uno de los primeros aerogeneradores de producción de electricidad.

La tecnología respecto a estas máquinas avanza en el siglo XX, empezando a estudiar la teoría de la aerodinámica para conseguir un mayor aprovechamiento de la energía, comprendiendo las fuerzas que actúan sobre la máquina y los factores que afectan a su funcionamiento.

En los años 20 se comienzan a aplicar los perfiles aerodinámicos utilizados para los perfiles de los aviones. En 1927, Albert Betz, físico alemán y pionero de la energía eólica, demostró en su artículo "Die Windmuhlen im lichte neverer Forschung", que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación, por lo que se prosperó en este aspecto para aumentar este valor. Consiguió determinar un valor máximo respecto a la capacidad de aprovechamiento de energía en una corriente de viento, conocido como límite de Betz.

La teoría afirmaba también que a medida que la velocidad de rotación aumentaba, la importancia del número de palas disminuía, por lo que se avanzó en este sentido hacia aerogeneradores contruidos mediante no más de 3 palas, ya que el rendimiento no se veía variado prácticamente.

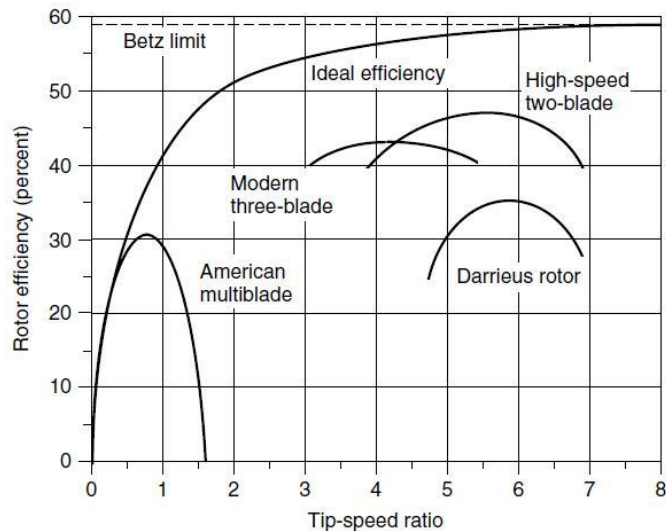


Figura 4. Eficiencia del rotor para diferentes turbinas y límite de Betz.

En este mismo año, el holandés A. J. Dekker fabricó el primer rotor con un perfil aerodinámico de palas. Esto le permitió conseguir unas velocidades en punta de pala 4 o 5 veces superior a la del viento que incide sobre el rotor.

Sin embargo, la aplicación real de estas máquinas se vio frenada por la Primera Guerra Mundial, ya que influyó de manera importante para que el petróleo y el carbón se perfilaran como las principales fuentes de energía.

Tras el paso de este periodo, el predominio de la electricidad en el sistema energético hizo que empezaran a proliferar las pequeñas plantas eólicas destinadas a ámbitos rurales, y un atisbo en el futuro para las grandes instalaciones eólicas para la producción de potencia.

Pero el interés real por esta tecnología no llegó hasta la década de los 70, ya que la crisis del petróleo existente hizo que se tuvieran que investigar otras fuentes de energía alternativas. A finales de esta década aparecieron los primeros aerogeneradores a nivel comercial, con potencias que alcanzaban los 55 kW.

En la década de los 80, la energía eólica creció de una manera rápida, ayudado por los movimientos existentes en contra de la energía nuclear y la conciencia de que esta alternativa podría ser una solución viable desmarcándose de las fuentes tradicionales.

Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, el número de aerogeneradores que se habían instalado a finales de 1991 superaba los 21.000, que se traduce en una potencia total de 2.200 MW.

Al comenzar el siguiente año, ciertos países europeos ya contaban con una potencia instalada importante, así como Dinamarca con 410 MW, Alemania con 100 y Holanda con 80 y otros 100 más en construcción. Estos últimos tenían una previsión de contar con 2.000 MW para el año 2010. En España se consiguieron finalizar varios proyectos que harían contar al país con 50 MW instalados en 1992, aunque con el Plan Energético Nacional que se llevó a cabo, se alcanzó una cifra de 100 MW para 1995 que quedaría en anecdótica tras el gran crecimiento de los años posteriores.

En los últimos años del siglo se comenzó a ver una tendencia a potencias mayores debido a avances tecnológicos, algo que se pudo comprobar llegando al siglo XXI, donde la evolución de los aerogeneradores se ha constatado con gran celeridad. En los últimos años hemos pasado de contar con turbinas inferiores al megavatio a localizar multitud de fabricantes que muestran una oferta de aerogeneradores con potencias de 2 y 3 MW, llegando incluso a turbinas de 5 y 6 MW destinadas a la plataforma *offshore*.

1.2. Presencia en la actualidad.

La energía eólica ha experimentado una evolución constante en la historia reciente, permitiendo el autoabastecimiento de millones de hogares mediante una fuente de recursos limpia e inagotable.

Centrándonos en los últimos 15 años, podemos observar una evolución exponencial respecto a la potencia instalada en todo el mundo, lo que hace pensar que esta alternativa puede jugar un papel bastante importante en el mercado global de aquí en adelante.

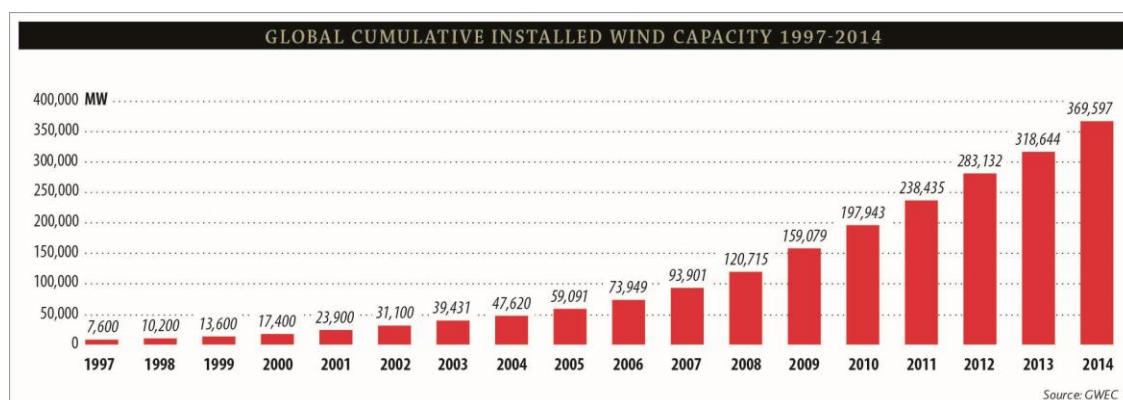


Figura 5. Potencia eólica instalada acumulada. 1997-2014. Fuente: GWEC

Si investigamos las razones por las cuales este crecimiento se ha llevado a cabo, podemos destacar la competitividad que está adquiriendo este tipo de energía, ya que los beneficios económicos que la caracterizan respaldan este aspecto, así como la necesidad de disponer de una fuente de abastecimiento que combata el calentamiento global y las nocivas emisiones de CO₂.

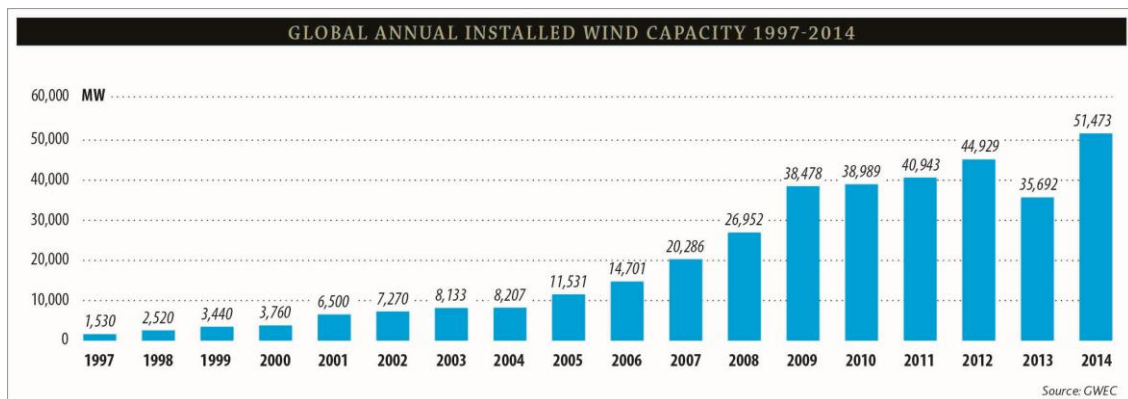


Figura 6. Potencia eólica anual instalada. 1997-2014. Fuente: GWEC

En el año 2013 la capacidad global instalada alcanzó los 318.644 MW, con un incremento en los últimos 5 años en torno a 200.000 MW. Este año ha habido una disminución del crecimiento con 35.692 MW instalados, debido entre otros factores a la crisis global que atravesamos, pero los pronósticos para los años venideros se perfilan bastante más prometedores, como se puede observar en el año 2014, donde la potencia instalada ascendió hasta los 51.473 MW.

Otro aspecto a tener en cuenta a la hora de analizar la situación actual es la distribución del parque eólico global, pues la capacidad total instalada de megavatios y el crecimiento en los últimos años son factores importantes que hacen que ciertos países destaquen con respecto a otros.

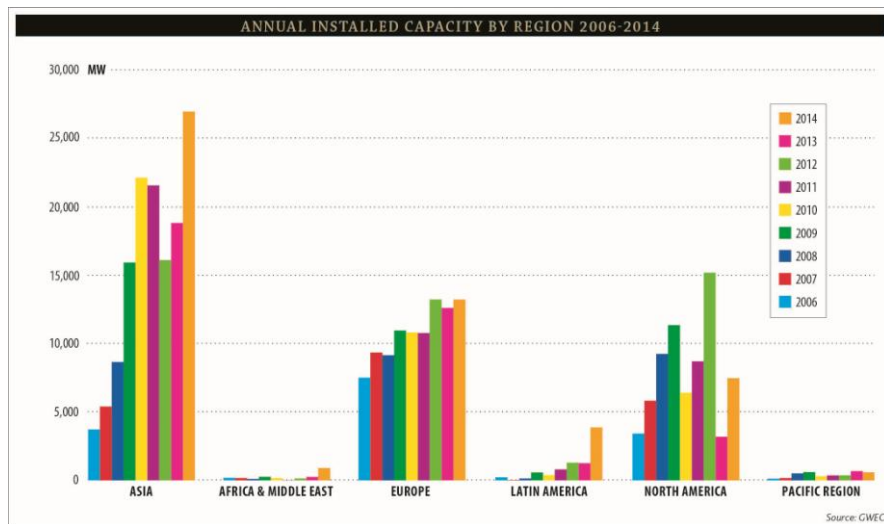
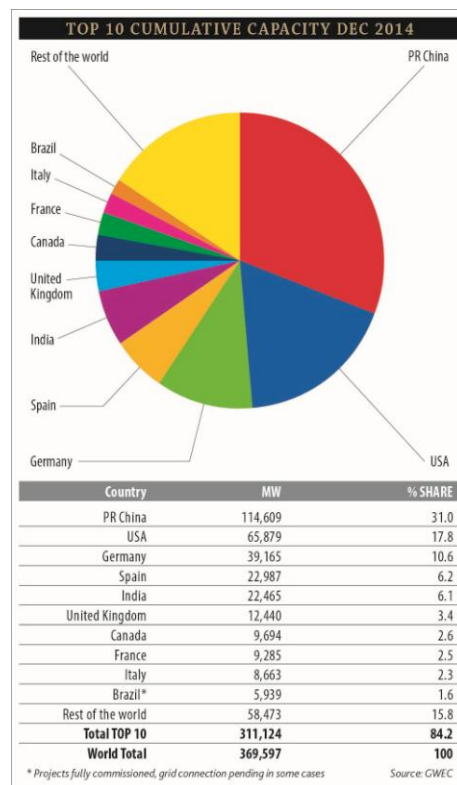
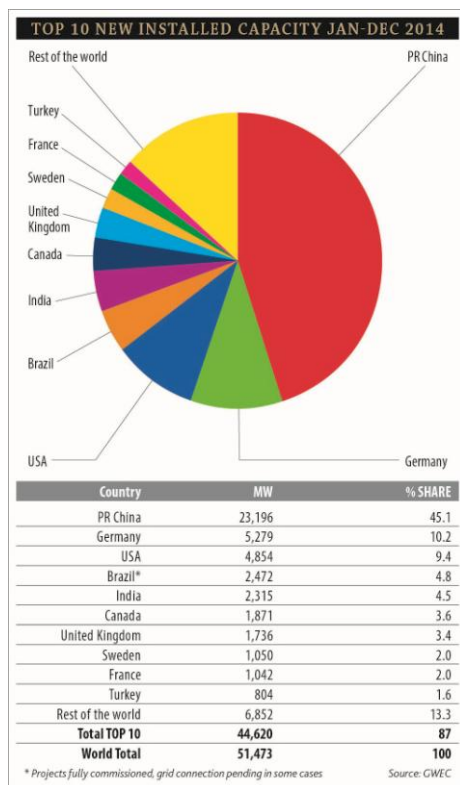


Figura 7. Capacidad instalada por región. 2006-2014. Fuente: GWEC

En este gráfico podemos observar la evolución de las diferentes regiones del planeta en cuanto a capacidad instalada, que nos muestran las principales zonas de interés a lo largo de los últimos años a la hora de llevar a cabo un proyecto eólico.



Figuras 8 y 9. Ranking por países de capacidad instalada en 2014 y acumulada. Fuente: GWEC

En 2013, fuera de Europa y Estados Unidos, el crecimiento no ha sido muy notorio, permaneciendo China como principal promotor de proyectos en los últimos años. Europa alcanzó en este año un 8% de la potencia instalada anual, concentrándose principalmente en Alemania y Reino Unido. En 2014 se apreció un crecimiento importante en Brasil e India, con un 4.8% y 4.5% de cuota anual, respectivamente. Este año pasado se concentró un 15.6% de la capacidad anual entre Alemania, Reino Unido y Francia, aupándose como principales países europeos en potencia instalada.

Las previsiones para los próximos años hacen que salgan a la luz varios países emergentes que pisan con fuerza en el panorama mundial eólico. China ha hecho oficial recientemente el objetivo de alcanzar 200 GW para 2020², India ha conseguido situar 1.7 GW y 2.3 GW en 2013 y 2014 respectivamente, y otros países como México, Sudáfrica, Egipto o Kenia pueden ser un mercado potencial de aquí en adelante.

1.3. Mercado eólico. Objetivos para el futuro y medidas previstas.

Si miramos al futuro e intentamos prever un panorama del mercado en los años próximos, existe una tendencia por la cual estimar la capacidad eólica instalada de aquí a 5 años vista.



Figura 10. Previsión mercado para los próximos 5 años. Fuente: GWEC

² La NDRC (National Development and Reform Commission) ha establecido un objetivo de un 30 % de la electricidad generada por China procedente de energía renovable, donde la eólica participará de esos 200 GW de energía para 2020.

Tras el dominio en el mercado de **Asia**, sobrepasando a Europa en capacidad instalada acumulada en 2014, continuará liderando con aproximadamente un 40-45% de la capacidad anual global.

Tras ver los números conseguidos por China en el año 2014, no es nada disparatado el pensar que el país conseguirá instalar 100 GW adicionales al fin de 2019, llegando al objetivo de 200 GW con un margen considerable y con un año de antelación.

Gracias a las iniciativas del Gobierno en cuanto a las renovables, India se ha propuesto un objetivo de 5 GW por año desde el momento actual hasta final de década, y probablemente con continuidad en la siguiente. En Asia también se están viendo inicios de un fuerte crecimiento en Pakistán y Filipinas, así como Taiwán y Tailandia parecen crecer.

En general, contando con otros países que aportarán también al crecimiento de la región, como Japón o Corea, se prevé que Asia cuente con 140 GW adicionales instalados desde la actualidad hasta 2019, doblando la capacidad instalada actual.

Europa continuará encaminada hacia sus objetivos en 2020, liderada por Alemania, que se prevé que igualará sus números de 2015 con los respecto a los del ejercicio anterior gracias al desarrollo de la tecnología 'offshore'. Reino Unido continuará siendo una parte importante en el continente y Turquía y Polonia se sitúan como fuerzas emergentes que contribuirán al crecimiento de la energía eólica en la región. Dinamarca es uno de los países que más fuerte apuesta por la tecnología eólica, ya que en el año 2014 el 39,1% de la electricidad fue gracias a la misma. Según el artículo publicado el pasado 12 de julio³, la eólica danesa consiguió cubrir el 116% de la demanda del país mediante turbinas eólicas llegando a un 140% en baja demanda, gracias a un inusual viento que propició estos números. Además, se comenta que Dinamarca podría producir la mitad de su electricidad a partir de energías renovables antes del 2020, por lo que supone un punto de referencia para observar que el autoabastecimiento renovable va en aumento y es una vía de gran consideración para el futuro.

Una de las zonas más complicadas de prever será **Norteamérica**, ya que la situación política no permite una previsión del mercado en estos momentos. Existe una cartera de proyectos importante en construcción, por lo que previsiblemente 2015 y 2016 serán buenos años. Más allá habría que ver cómo trabajan las políticas de energía los Gobiernos para analizar la situación futura. En México la legislación ha fijado un objetivo inmediato de 2 GW por año, pero debido a las reformas sobre la política energética, el país va a tener que ponerse al día para alcanzar estos números. En todo

³ "La energía eólica suplió el 140% de la demanda energética de Dinamarca". Hipertextual, 2015. URL: <http://hipertextual.com/2015/07/la-energia-eolica>

caso, se prevé que en los próximos 5 años se alcance una capacidad instalada de 44 GW en la región.

Latinoamérica está incrementando sus números en los últimos años, con Brasil encabezando este crecimiento, pero con Chile, Uruguay o Perú como mercados potenciales. El sector brasileño espera instalar de 12 a 13 GW en los próximos 5 años, con ciertas subastas durante 2015 que favorecerán este objetivo, y probablemente en 2017 la tecnología eólica supere al gas en capacidad instalada en el país. Por esto, el mercado brasileño se puede considerar sólido para el futuro. Chile no será un competidor para Brasil, pero se prevé que crezca de forma pausada y estable. Panamá pronto contribuirá a los números de la región, y en Colombia parece haber cierto potencial que comience en los próximos años. El punto negativo está en Argentina, ya que a pesar de que se trata de uno de los países con mejor recurso de la zona, hasta que no haya un cambio de Gobierno que favorezca el desarrollo de esta energía, no veremos muchas noticias en torno al país. Se espera que en la región se instalen unos 25 GW en los próximos 5 años, liderados principalmente por Brasil.

En **África**, existe una disputa por liderar el continente entre Egipto y Sudáfrica, pero otros países contribuyen también a que estos números crezcan. La región alcanzó por primera vez en 2014 1 GW de capacidad instalada, y se espera que en el 2015 se supere esta cifra. Se prevén instalaciones que alcancen los 13 GW para 2019.

La situación en el **Pacífico** es complicada, ya que el actual Gobierno de Australia no favorece la situación de la eólica en el país, por lo que en principio no se prevé un crecimiento en esta región. A pesar del gran recurso que tiene Australia como principal país contribuyente a la energía eólica de la región, la situación actual impide que estos recursos se aprovechen, por lo que no se puede asegurar cuándo va a crecer este mercado. Se esperan no más de 4 GW adicionales instalados en la región para los próximos 5 años.

2. GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Aspectos generales.

Para comenzar a explicar la metodología a seguir en la generación de energía eólica hemos detallar en primer lugar el recurso existente en la naturaleza que hace que esto sea posible: el viento.

2.1.1. Circulación general de la atmósfera.

Éste aparece como masas de aire en movimiento, que son consecuencia de las diferentes temperaturas que están presentes en la superficie terrestre. Las masas de aire tienden a equilibrarse, ya que la diferencia de densidad que presentan por causa de la temperatura hace que el aire más ligero ascienda y el más denso descienda. El aire caliente es el que menos densidad tiene y por lo tanto tiende a subir y ocupar el espacio del aire frío, que tenderá a descender, por lo que se generarán corrientes de viento, que también están condicionados por el movimiento de rotación de la Tierra, denominado circulación general de la atmósfera.

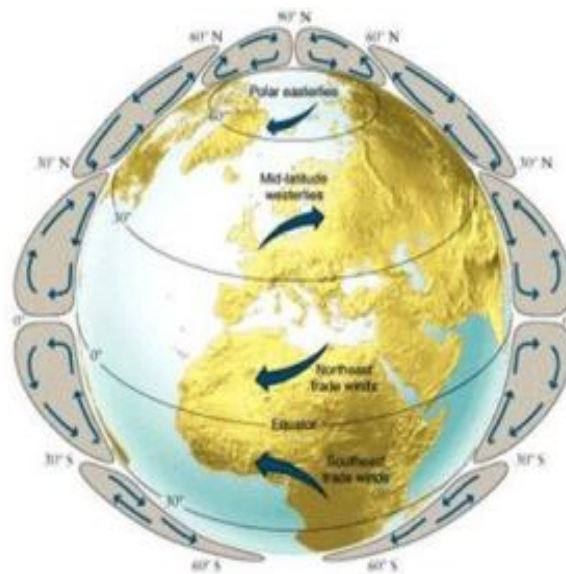


Figura 11. Esquema de circulación general de la atmósfera.

Este fenómeno se debe al calentamiento irregular de la superficie terrestre, por lo que al haber zonas más calientes que otras, se produce este movimiento de masas que tratan de equilibrarse. También juegan un papel en esta ecuación las irregularidades de la superficie y la rotación propia de la Tierra, lo que hacen que se generen varios tipos de vientos sobre la superficie terrestre como franjas de poco viento, alisios, calmas de Ross, vientos del este y oeste.

Sin estos dos aspectos anteriores podríamos asemejar la circulación general de la atmósfera a un movimiento circular que llevaría el aire del ecuador a los polos y viceversa, ya que el Sol incide de manera más intensa en el centro del globo terráqueo y haría que el aire ascendiera, mientras que el de los polos descendería a ocupar la zona ecuatorial cerrando el ciclo.

2.1.2. Gradiente adiabático de temperaturas

Estas masas de aire se van encontrando en su camino con diferencias de temperaturas provocadas por la altitud que hacen que se calienten y se enfríen, y a esto lo llamamos gradiente adiabático de temperaturas, ya que el aire no intercambia calor con el entorno.

El aire al ascender, viaja de una zona de mayor presión a otra de menor presión, por lo que se produce una expansión del mismo, y esto hace que se enfríe. Al considerar un espacio bastante alejado de la superficie terrestre, podemos decir que las fuentes de calor no están en contacto con este aire y que es un proceso adiabático.

En una situación de no saturación, diremos que el proceso es adiabático seco y el valor de gradiente vertical lo podemos aproximar a -1°C por cada 100 metros que ascendemos. Cuando nos encontramos en un estado de saturación, este valor es más pequeño, ya que la licuación del aire que tiene lugar hace que se libere calor, situando el gradiente adiabático húmedo en $0.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$.

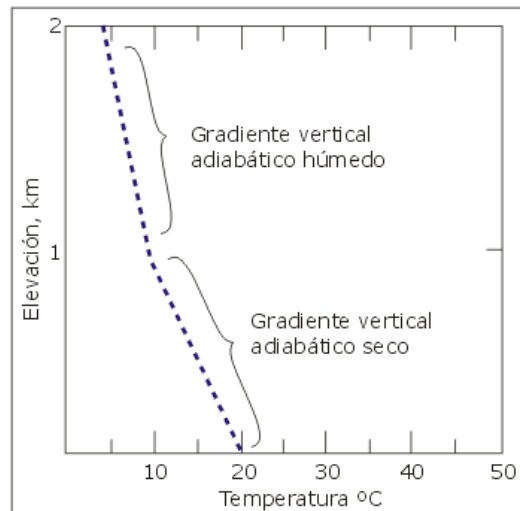


Figura 12. Gradiente adiabático seco y húmedo.

2.1.3. Factores del viento

Otros aspectos importantes en las características del viento son la velocidad y la dirección, las cuales pueden variar significativamente de una zona a otra, consiguiendo mucho más aprovechamiento de recurso eólico si se selecciona la mejor zona para la instalación del parque.

La causa principal de estas variaciones de velocidades y direcciones es el relieve de la superficie terrestre. Podemos encontrarnos con diferentes situaciones que hagan que estos aspectos del viento se modifiquen.

Una de las situaciones sería la presencia de montañas en el camino seguido por el viento, lo que hará que éste se vea obligado a cambiar de dirección. Otros tipos de relieve que afectarán a la velocidad del viento serán las depresiones y las vaguadas, ya que se produce a través de estos un efecto de encauzamiento del viento que provoca un aumento en la velocidad del mismo.

Con esto podemos ver que son varios los factores que afectan al estado del viento, y que un estudio meteorológico y climático de las zonas de instalación de parques eólicos es primordial para determinar un emplazamiento con unas condiciones favorables que permitan el mayor aprovechamiento posible de la energía que el viento nos va a proporcionar.

2.2. Teoría del viento

2.2.1. Energía y potencia eólica.

El estudio sobre el viento y el análisis de los factores que lo condicionan fue un paso importante para optimizar la generación de energía disponible en el aire. De este modo, ciertas personas fueron las que avanzaron en este campo para determinar de manera objetiva el comportamiento del viento frente a las máquinas de generación de energía, y las características que hacen que este proceso se produzca.

Comenzaremos por determinar la potencia eólica disponible en el aire. Una masa en movimiento a una velocidad v tiene una energía cinética de:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

por lo que expresado por unidad de volumen tenemos:

$$e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2$$

con ρ como la densidad del aire.

El flujo de aire a través de una superficie se puede expresar como:

$$\emptyset = v \cdot A$$

por lo que la potencia eólica en una sección perpendicular a la dirección del viento será la energía eólica por unidad de volumen por el flujo de aire:

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot v \cdot A = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A$$

Este valor se medirá en vatios (W).

Vemos que la potencia disponible en el aire depende directamente del área frontal del rotor del aerogenerador, de la densidad y del cubo de la velocidad.

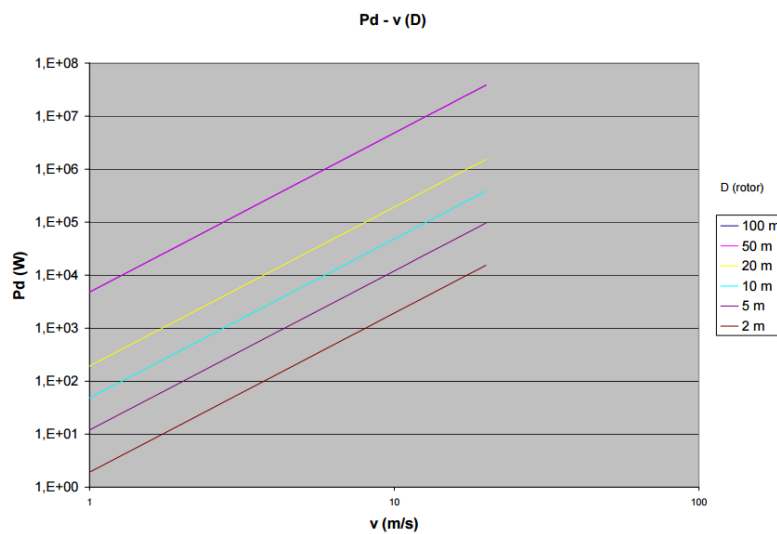


Figura 13. Potencia del viento respecto a diámetros de rotor y velocidades.

Ahora bien, hay que decir que no toda la potencia disponible en el aire se puede aprovechar, debido al cumplimiento de la ecuación de la conservación de la masa. Debemos tener en cuenta que esta potencia aprovechable depende también de las características del aerogenerador, considerando además pérdidas mecánicas y eficiencia del generador.

2.2.2. Coeficiente de Potencia. Límite de Betz.

Vamos a definir el coeficiente de potencia de un aerogenerador como la cantidad de potencia del viento que llega al rotor que realmente es captada por el aerogenerador. Podemos considerarlo como medida de eficiencia de la máquina.

$$P_e = 1/2 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot C_p$$

Donde C_p se define como el coeficiente de potencia.

Este valor fue analizado en 1927 por Albert Betz y demostró que el máximo porcentaje admisible de este coeficiente es el 59.25%, por lo que la potencia aprovechable del aerogenerador no podrá exceder este límite.

Betz llegó a esta conclusión a través de la ecuación de la cantidad de movimiento con la que llegó a determinar una ecuación de potencia máxima admisible por el aerogenerador.

Para entender este procedimiento consideraremos ciertas hipótesis iniciales, como:

- El aire se considera fluido ideal sin viscosidad.
- Aire incompresible.
- Viento a velocidades subsónicas, por lo que densidad constante.
- Régimen estacionario.
- No se considera giro del rotor y se supone un disco fijo poroso con infinitas palas de espesor despreciable.

La masa de aire que tendremos en cuenta para el análisis se encontrará dentro de un cilindro de área transversal A y longitud $L = v_1 \cdot \Delta t$.

La masa por tanto será:

$$M = \rho \cdot v_1 \cdot \Delta t \cdot A$$

con lo que tendremos la energía cinética del aire como:

$$E_a = \frac{1}{2} \cdot M \cdot v_1^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1 \cdot \Delta t \cdot A \cdot v_1^2$$

Con esto tenemos la potencia asociada:

$$P_a = 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

La distribución del viento en los alrededores del rotor va a cambiar según la zona en la que se encuentre. En un momento anterior de la llegada al rotor tenemos la masa de viento con sección A_1 y velocidad v_1 , mientras que en un momento posterior tendremos una sección A_2 y velocidad v_2 . Considerando en el rotor sección A y velocidad v , habrá una distribución tal que $A_1 < A < A_2$, por lo que $v_1 > v > v_2$.

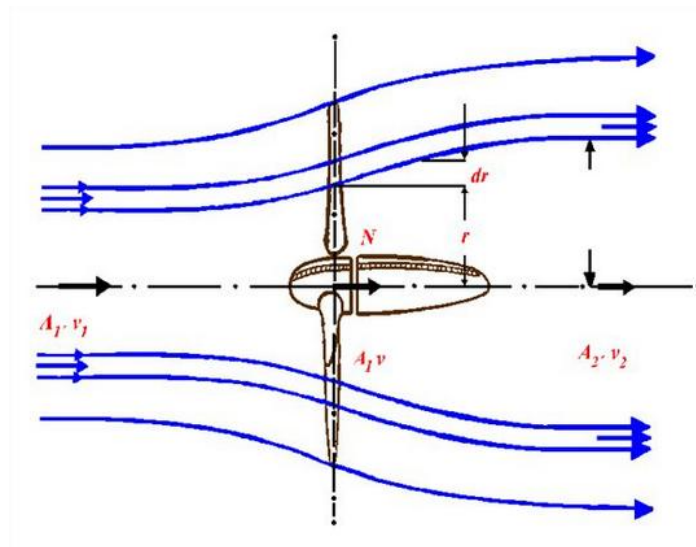


Figura 14. Distribución de vientos en el rotor.

La presión existente en estas zonas va a experimentar un salto en el paso por el rotor, ya que una vez que el viento avanza hacia el rotor, la presión sube hasta su máximo, y en el momento en el que atraviesa el disco aparece una zona de baja presión que provoca este salto, igualándose a la presión ambiente lejos del rotor.



Figura 15. Distribución de la presión en los alrededores del rotor.

A partir de la potencia del viento, determinaremos la extraída por el rotor, que es la potencia antes del mismo menos la potencia de después:

$$P_r = m \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot v_1^2 - \frac{1}{2} \cdot v_2^2 \right)$$

Consideraremos una velocidad referencia en el rotor como $v_r = (v_1 + v_2)/2$, y teniendo en cuenta que $m = \rho \cdot A \cdot v_r$:

$$P_r = \rho \cdot A \cdot \frac{v_1 + v_2}{2} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot v_1^2 - \frac{1}{2} \cdot v_2^2 \right)$$

Vamos a tomar el parámetro adimensional $k = v_2/v_1$, con lo que tendremos:

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2)$$

Si derivamos con respecto a k, obtendremos la ecuación:

$$3k^2 + 2k - 1 = 0$$

Por lo que la solución positiva resulta ser $k = 1/3$.

Este parámetro indica que la máxima potencia se obtendrá cuando la velocidad de entrada es el triple que la velocidad de salida del rotor.

Si sustituimos el valor de k , tendremos la potencia máxima:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

De aquí podremos determinar el coeficiente de potencia, que se define como la relación entre la potencia máxima extraíble y la contenida en el viento:

$$C_p = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_a} = \frac{(\frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3)}{(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3)} = \frac{16}{27} = 0.5925$$

2.3. Recurso del viento.

2.3.1. Factores implicados.

En este punto se detallará un aspecto primordial en cuanto a la elección de un emplazamiento, y es el potencial que tiene el viento en ese lugar para ser aprovechado.

Debido a que este recurso no puede considerarse algo lineal, sino que experimenta variaciones a lo largo del tiempo, es necesario realizar una serie de mediciones y cálculos con el fin de evaluar la situación del viento en este emplazamiento.

Una de las medidas estándar a considerar será la toma de datos anual, ya que podremos observar las variaciones estacionales que ocurran. Los parámetros utilizados para este análisis se muestran a continuación.

2.3.1.1. Valor medio anual de velocidad

Es el aspecto principal del recurso en la zona, nos indica la velocidad del viento mensualmente.

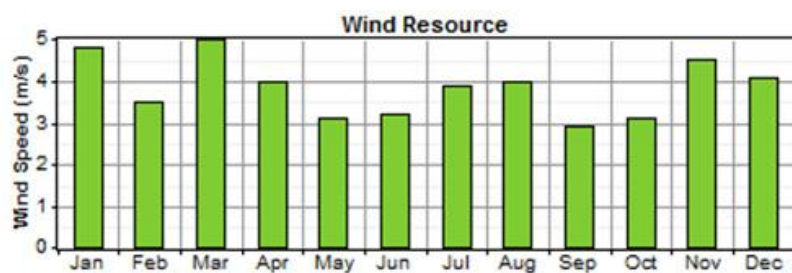


Figura 16. Valor medio de velocidad mensual.

2.3.1.2. Rosas de vientos

Es un aspecto importante para definir la orientación de parque eólico sobre el terreno, ya que estas rosas muestran las direcciones desde las que el viento procede.

En las mismas se puede representar tanto un porcentaje de tiempo en el que se recogen las direcciones existentes, como las velocidades medias anuales que presenta cada una de las direcciones, así como la distribución energética del emplazamiento, lo que resulta interesante para determinar la orientación más conveniente de cara a un mayor aprovechamiento del recurso.

Estas rosas de vientos permiten minimizar o evitar las pérdidas existentes debidas a estelas, que son aquellas que aparecen tras el paso del viento por un aerogenerador, y hacen que la velocidad disminuya al paso de otro aerogenerador situado por detrás, lo que incurre en pérdidas de producción.

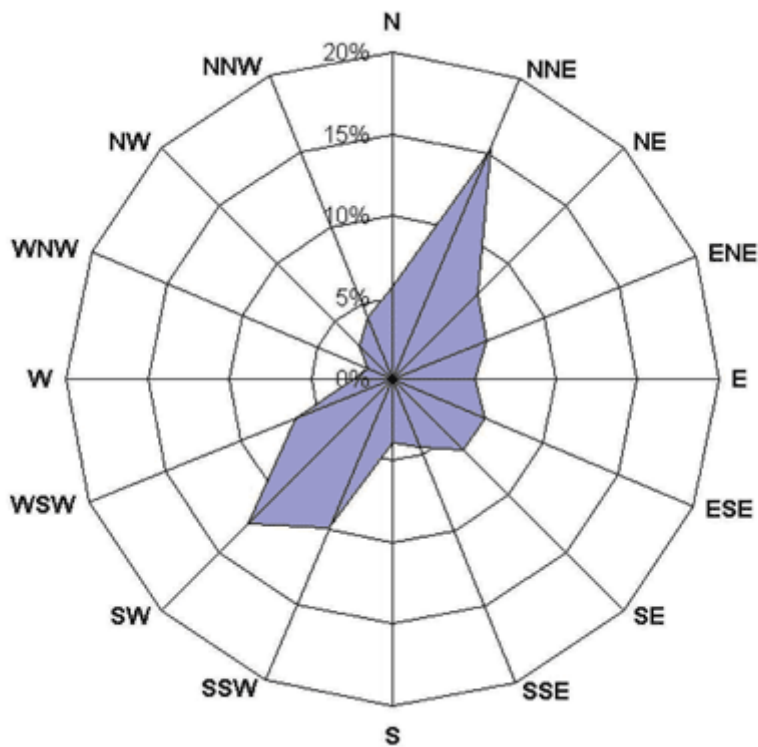


Figura 17. Análisis del viento en rosa de los vientos.

2.3.1.3. Distribución de la probabilidad de la velocidad de viento

Estos valores se recogen tras un estudio temporal del recurso en el emplazamiento, y muestran el porcentaje en el que el viento sopla a la velocidad indicada, consiguiendo una distribución que nos indicará cuáles son las velocidades predominantes del sitio analizado.

Para este análisis de probabilidad se suele utilizar la distribución de Weibull:

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta}$$

Figura 18. Función de distribución de Weibull.

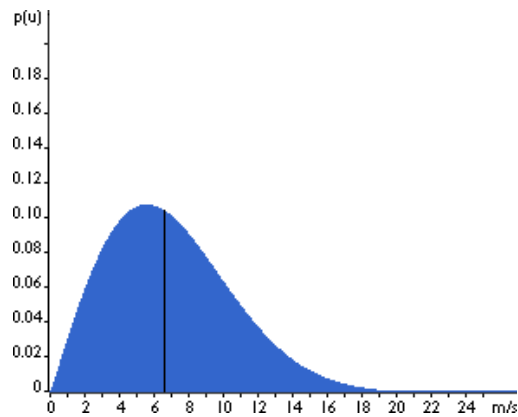


Figura 19. Ejemplo de representación gráfica de distribución de Weibull.

Vemos que la función depende de dos parámetros: $\alpha > 0$ y $\beta > 0$, donde α es un parámetro de escala y β es un parámetro de forma, el cual proporciona flexibilidad a este modelo.

2.3.1.4. Valores medios de temperatura y presión ambiente.

2.3.1.5. Perfil vertical de viento.

La velocidad del viento en el emplazamiento es dependiente de la altura a la que se encuentre, debido al rozamiento del aire con la superficie terrestre, lo que hace que se hayan determinado expresiones para describir esta variación, por ejemplo la ley potencial:

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha$$

Donde V es la velocidad del viento a la altura h , V_0 es la velocidad a la altura h_0 , y α es un factor de cortadura que se suele situar entre 0,1 y 0,3 dependiendo de la rugosidad del terreno.

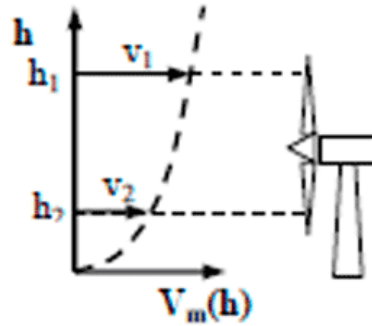


Figura 20. Perfil vertical de viento.

2.3.1.6. Periodos de calma.

Velocidades en las cuales el aerogenerador no es capaz de producir energía.

2.3.1.7. Turbulencia.

Se define como la variación de la velocidad del viento tanto en tiempo como en espacio, y es necesario analizarla ya que estas turbulencias generan momentos y fuerzas en la estructura del aerogenerador que pueden provocar daños en sus componentes.

$$IT = \frac{\sigma_v}{V}$$

Donde IT es la intensidad de turbulencia, σ_v es la desviación estándar de la velocidad, y V es la velocidad promedio.

Estos datos se suelen tomar en intervalos de 10 minutos y en espacios de decenas de metro. Los valores se representan en tantos por ciento, y existen unos ciertos límites por encima de los cuales no es recomendable la instalación del aerogenerador en ese emplazamiento.

2.3.1.8. Rafagosidad.

El factor de rafagosidad es una variación temporal de la velocidad del viento debido a la amplitud, duración o su forma. Es necesario conocer este valor ya que puede generar cargas bruscas en los aerogeneradores.

Este valor se define como:

$$FR = \frac{V_{max}}{\bar{V}}$$

Donde FR es el factor de rafagosidad, V_{max} es la velocidad máxima registrada en el periodo analizado, y \bar{V} es la velocidad promedio en el mismo periodo.

2.3.2. Instrumentos de medida

Las mediciones del viento llevadas a cabo en el emplazamiento para su análisis se realizan mediante varios instrumentos:

2.3.2.1. Anemómetro de cazoletas

El anemómetro de cazoletas consiste en tres o cuatro cazoletas alrededor de un eje vertical, por lo que la velocidad a la que rota el anemómetro es proporcional a la velocidad del viento existente.



Figura 21. Anemómetro de cazoletas.

2.3.2.2. Anemómetro de hélice

El anemómetro de hélice se compone de una hélice sobre un eje horizontal, por lo que la dirección del viento hace que en ocasiones las medidas tomadas mediante este método no sean del todo adecuadas.



Figura 22. Anemómetro de hélice.

2.3.2.3. Anemómetro ultrasónico

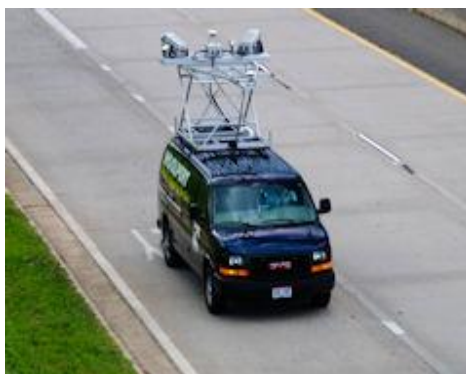
El anemómetro ultrasónico mide la componente horizontal de la velocidad y de la dirección del viento y la temperatura virtual acústica. No están acreditados por la red sobre energía eólica MEASNET (Measuring Network of Wind Energy Institutes).



Figura 23. Anemómetro ultrasónico.

2.3.2.4. LIDAR (Light Detection and Ranging)

La tecnología LIDAR (Light Detection and Ranging) se basa en el uso del láser para llevar a cabo sus mediciones. Estos sistemas detectan la velocidad y dirección del viento mediante el retraso temporal del haz de láser reflejado en aerosol en aire. Esta tecnología se ha utilizado durante décadas y en los últimos años la industria ha descubierto sus ventajas en las mediciones de emplazamientos.



Figuras 24 y 25. Sistemas de detección LiDAR terrestre y aéreo.

2.3.2.5. SODAR (Sonic Detection and Ranging)

El sistema SODAR (Sonic Detection and Ranging) mide a varias alturas la velocidad del viento. Es similar al radar, pero éstos utilizan ondas sonoras en lugar de ondas de radio.



Figura 26. Sonic Detection and Ranging (SODAR).

Se recomienda realizar la toma de estos datos de viento a dos alturas diferentes, lo que permitirá obtener información adicional sobre el perfil vertical de viento, ayudando en la elección de la altura de la torre de los aerogeneradores. También se suele considerar un intervalo de 5-10 segundos entre tomas de viento, realizando promedios diezminutales.

2.3.3. Curva de Potencia

Gracias a estas medidas y teniendo en cuenta los factores que afectan al recurso del emplazamiento, podemos determinar la energía que conseguirá producir un aerogenerador debido a una representación gráfica que posee toda máquina: su curva de potencia.

Esta curva muestra la potencia eléctrica que es capaz de proporcionar un aerogenerador en función de la velocidad del viento a la que esté sometido. En este gráfico podemos observar varios puntos: uno llamado velocidad de arranque, por

debajo del cual el aerogenerador no es capaz de producir energía por sí mismo; la velocidad nominal, punto de mínima velocidad en el que el aerogenerador alcanza la potencia nominal; y la velocidad de corte, que es aquella que limita el funcionamiento del aerogenerador, por lo tanto por encima de esta velocidad el aerogenerador procede a la desconexión.

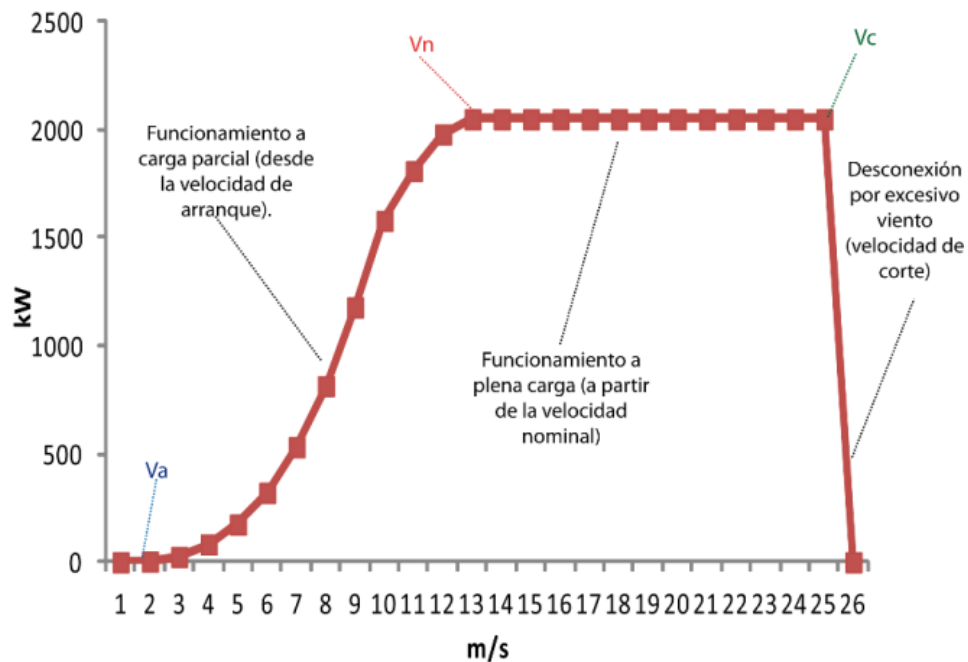


Figura 27. Curva de potencia de un aerogenerador.

Estos valores de potencia van a ser variables dependiendo de la densidad del emplazamiento, ya que a densidades mayores, la producción del aerogenerador será mayor. Otros valores que van a afectar a la potencia producida por la máquina serán: el perfil vertical de viento; la presión atmosférica, ya que a presiones más altas, la densidad del aire es mayor y se conseguirá una mayor producción energética, por lo que a mayores alturas, menor presión y menor producción; la temperatura del emplazamiento, ya que a mayor temperatura, menor densidad, por lo que menos presión y menos producción; la rugosidad del terreno, esta característica afecta al valor de la velocidad del viento en el emplazamiento, así que conseguiremos mayores producciones en zonas con una rugosidad más alta.

3. TECNOLOGÍA DEL VIENTO

3.3. Aerogeneradores. Tipos, componentes y funcionamiento.

Tras la crisis energética de los 70, el final de esta década marcó una nueva etapa en la tecnología de aerogeneradores, siendo un desarrollo ya comercial que ha ido evolucionando hasta nuestros días.

En la actualidad existen muchos tipos de aerogeneradores destinados a múltiples usos, desde el autoconsumo hasta explotación de parques a gran escala multimegavatio.

La evolución de la tecnología en los últimos años ha permitido que el coste de estos aerogeneradores haya disminuido notablemente. En la siguiente tabla podemos observar la evolución de los valores de coste de las turbinas desde el año 2006:



Figura 28. Tendencia del coste del aerogenerador.

Si hacemos una distinción en cuanto a los aerogeneradores que podemos encontrarnos en la actualidad, aparecerán varios factores que caracterizarán estas máquinas, como el tipo de eje, rangos de potencias o características eléctricas. De este modo tendremos:

3.1.1. Aerogeneradores de eje vertical.

Son las primeras turbinas que aparecieron y consisten en varias velas unidas a un eje vertical, donde el viento incidía en ellas y hacía girar el sistema. Podemos encontrar tres tipos de turbinas:

3.1.1.1. Savonius.

En 1924 un ingeniero finlandés, Sigurd Savonius, desarrolló un rotor simple que funcionaba a velocidades de viento muy bajas. El sistema se componía de dos semicilindros huecos sobre un eje vertical. Debido a las bajas velocidades este aerogenerador predomina en la utilización para el bombeo de agua, pudiendo instalarse en zonas con pocos recursos, ya que resulta fácil de construir.



Figura 29. Aerogenerador Savonius.

3.1.1.2. Darrieus.

Esta turbina fue diseñada por Georges Darrieus en Francia en 1927. Consiste en un eje vertical con dos o más palas unidas al eje por los dos extremos de tal forma que el rendimiento y velocidad de giro son comparables a las turbinas de eje horizontal. Tienen algunos puntos negativos, como pueden ser:

- Tienen un par de arranque bajo, por lo que es necesario arrancar la turbina antes de que comience a girar.
- Debido a la variación de la dirección del viento y las estelas de unas palas sobre las otras existen fluctuaciones de las cargas.
- Se necesitan tensores adicionales para asegurar la estabilidad estructural del sistema.



Figura 30. Aerogenerador Darrieus.

3.1.1.3. Giromill.

Estas máquinas tienen unas palas con perfiles aerodinámicos, pero a diferencia de los Darrieus, estas palas son rectas y están unidas al eje por unas barras horizontales. Las palas cambian su orientación para un mayor aprovechamiento del viento incidente. Se considera una turbina de alta velocidad de giro, por lo que es adecuada para la producción de energía eléctrica.



Figura 31. Aerogenerador Giromill.

3.1.1.4. Windside.

Es una turbina similar a la Savonius, pero esta vez en vez de un perfil cilíndrico, se trata de un perfil alabeado con torsión donde el viento asciende sobre el eje vertical. Esta turbina introduce aspectos aerodinámicos que le hacen acercarse a los rendimientos que alcanzan las turbinas de eje horizontal.



Figura 32. Aerogenerador Windside.

3.1.2. Aerogeneradores de eje horizontal.

Estos rotores hacen girar sus palas en dirección perpendicular a la del viento incidente. Podemos hacer dos primeras distinciones en cuanto a la naturaleza de estas turbinas, teniendo los aerogeneradores multipala o de velocidad lenta, y los aerogeneradores tipo hélice, o de velocidad rápida.

3.1.2.1. Aerogeneradores multipala.

Los rotores multipala están caracterizados por un número de palas entre 6 y 24. La presión del viento sobre los álabes del rotor genera el par sobre el sistema, y el rendimiento que podemos conseguir con estas turbinas ronda el 15%. Debido a la baja velocidad de giro, estas turbinas han estado destinadas al bombeo de agua.

3.1.2.2. Aerogeneradores tipo hélice.

Los rotores tipo hélice giran a una velocidad mayor que los multipala antes mencionados. Éstos están dispuestos de una, dos o tres palas que consiguen una velocidad en punta de pala de unas 6 a 10 veces la velocidad del viento, lo que hace que este tipo de turbinas sean las más indicadas para la producción de energía eléctrica. Presentan un par de arranque bajo pero que suele ser suficiente para hacer girar la máquina en la conexión, y tienen como otro punto importante la reducción de costes en las multiplicadoras, ya que es necesario menos capacidad a la hora de adecuar la velocidad de giro de la turbina con la del generador.

Podemos encontrar tres modalidades con respecto al número de palas:

3.1.2.2.1 Monopala.

Este tipo de aerogenerador posee una única pala en su rotor, lo que hace que el aprovechamiento del viento incidente no sea el ideal, añadiendo que el contrapeso que debe tener para equilibrar el rotor hace que pierda esa ventaja que tenía debido al ahorro de peso de las otras palas. Este tipo de rotor crea unos desequilibrios aerodinámicos grandes, lo que causa ciertas fatigas que complican la funcionalidad de

las mismas. Además, la alta velocidad que alcanzan con el consiguiente ruido e impacto visual que provocan explican aún más la escasa expansión de estos modelos.



Figura 33. Aerogenerador monopala.

3.1.2.2.2 Bipala.

Estos modelos de aerogenerador tienen prácticamente los mismos inconvenientes que los rotores monopala, ya que la velocidad también es alta y es necesario disponer de amortiguadores y de un rotor basculante, siendo capaz de inclinarse para evitar las fuerzas producidas por las palas al pasar por la torre.



Figura 34. Aerogenerador bipala.

3.1.2.2.3 Tripala.

Es el modelo más extendido y el utilizado para la producción de energía eólica, ya que se demostró que el aumento en rendimiento por una cuarta pala en el rotor no suponía una ventaja debido al mayor peso del mismo, y por lo tanto mayor coste. Este rotor posee 3 palas que forman 120° entre sí, consiguiendo una estabilidad estructural que no tenían los otros modelos, con una fuerza de Coriolis prácticamente nula, cosa que no ocurría con los monopala y bipala. Esta característica hace que las cargas sobre la estructura sean mucho menores lo que facilita el diseño y reduce los costes de fabricación.



Figura 35. Aerogeneradores tripala.

El rotor tripala tiene la ventaja de que las velocidades de rotación son bajas, por lo que las velocidades en punta de pala también lo son, lo que conlleva que el nivel de ruido de estas máquinas sea significativamente menor que el de los rotores monopala y bipala.

3.1.2.3. Aerogenerador sin palas.

Dentro de estos modelos ya utilizados para producir energía he querido hacer mención a este trabajo de una empresa española que ha dado un giro a la idea de aeroturbina que teníamos hasta ahora. Este modelo de aerogenerador es un concepto que recientemente ha salido a la luz y que ha sido reconocido en el encuentro “The South Summit 2014” celebrado en Madrid el pasado octubre con el primer premio en la categoría Energy. Según comentan, el aerogenerador carece de partes móviles por lo que constituye un ahorro en costes de fabricación y mantenimiento con respecto a los otros modelos de máquinas. Esta turbina es capaz de operar en un mayor rango de velocidades de viento, no produce ruidos y posee un bajo centro de gravedad.



Figura 36. Aerogenerador sin palas Vortex.

El artículo de la revista Energías Renovables⁴ explica su funcionamiento:

“La tecnología de Vortex está basada en la deformación producida por la vibración, inducida por el viento al entrar en resonancia, en un cilindro vertical semirrígido y anclado en el terreno. El cilindro –esto es, la turbina eólica– está fabricado con materiales piezoeléctricos y fibra de vidrio o fibra de carbono, y en él se genera energía eléctrica por la deformación de los materiales piezoeléctricos (cristales con capacidad de polarizar eléctricamente su masa mediante tensiones mecánicas, con lo que aparece una diferencia de potencial y cargas eléctricas en su superficie.”

⁴ “Un aerogenerador sin palas, premiado en The South Summit 2014”, 16 octubre 2014. URL: <http://www.enerbias-renovables.com/articulo/un-aerogenerador-sin-palas-premiado-en-the-20141016>

Estos prototipos se encuentran en una tercera fase y gracias a empresas e inversores privados, es posible que a principios de 2016 pueda estar lista la primera unidad de este aerogenerador sin aspas.

3.1.3. Componentes

Una vez explicados los tipos de aerogenerador que nos podemos encontrar en la actualidad, voy a proceder a detallar los componentes que forman parte de un aerogenerador y que le permiten operar consiguiendo producir energía.

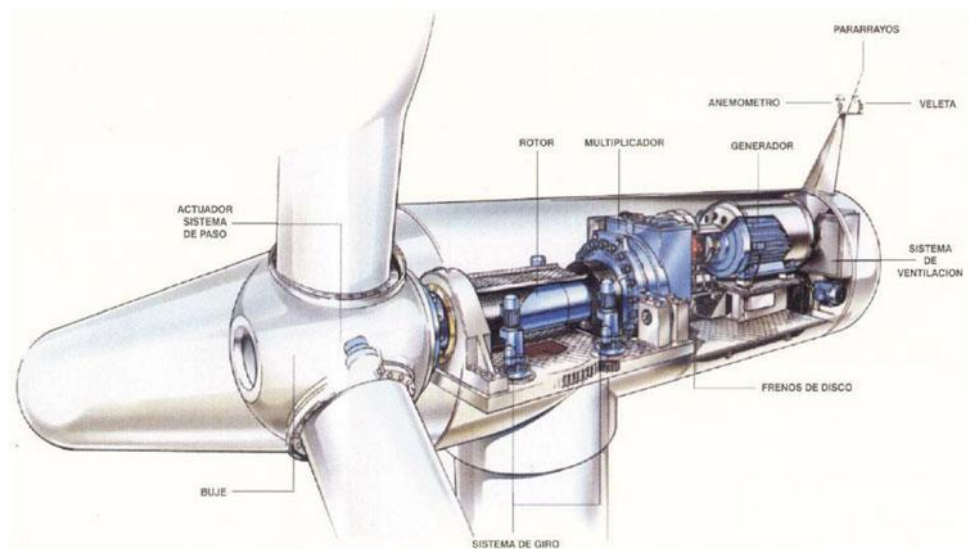


Figura 37. Componentes de un aerogenerador.

Una primera distinción abarcaría los diferentes sistemas de los que está compuesto el aerogenerador. Por una parte se encontraría el sistema de captación, que relaciona todo lo que influye en la incidencia del viento sobre el sistema. Otra parte sería la nacelle o góndola, donde se encuentra la mayoría de los componentes de funcionamiento de la turbina, como puede ser el sistema de transmisión mecánica, que integra los componentes necesarios para la adecuación del giro desde la pala al generador. También aparecerían el sistema eléctrico necesario para la conexión del aerogenerador a la red, y el sistema de regulación y control, que permite mantener al aerogenerador en funcionamiento a potencia nominal entre velocidad nominal y de corte.

3.1.3.1. Sistema de captación.

Los componentes que aparecen en este bloque serían las palas y el buje, que es el que une el eje con las palas. En los aerogeneradores modernos, se incluye también el sistema de cambio de ángulo de paso, que lo componen los rodamientos que unen palas con buje, y los actuadores de cambio de paso.

- Palas. Fabricadas habitualmente de poliéster con refuerzos de fibra de vidrio o carbono para proporcionar una mayor resistencia. En la mayoría de las ocasiones el rotor se coloca a barlovento, con el objetivo de reducir las cargas sobre el sistema.
- Buje. Es el elemento de unión de los componentes del rotor, que forman el sistema de captación. Dentro de éste puede encontrarse el sistema que permite variar el pitch (ángulo de incidencia) de las palas.
- Paso. Se define como el ángulo de incidencia que tiene la pala en su encuentro con el viento. Existen aerogeneradores con paso fijo (la pala mantiene el mismo ángulo de incidencia) o que poseen un sistema de paso variable, mediante el cual las palas giran sobre su propio eje, cambiando el ángulo de incidencia y así conseguir mantener al aerogenerador en el mayor rango de producción posible.

3.1.3.2. Sistema de transmisión mecánica.

Los componentes principales de esta parte serían:

- Eje de baja. Conecta el buje del rotor con la multiplicadora. Por el interior discurren circuitos hidráulicos y eléctricos para accionamiento de frenos o del paso variable.
- Multiplicadora. Elemento provocado por el diferente régimen de giro del rotor y del generador, por lo que consigue adecuar ambas velocidades para generar electricidad.

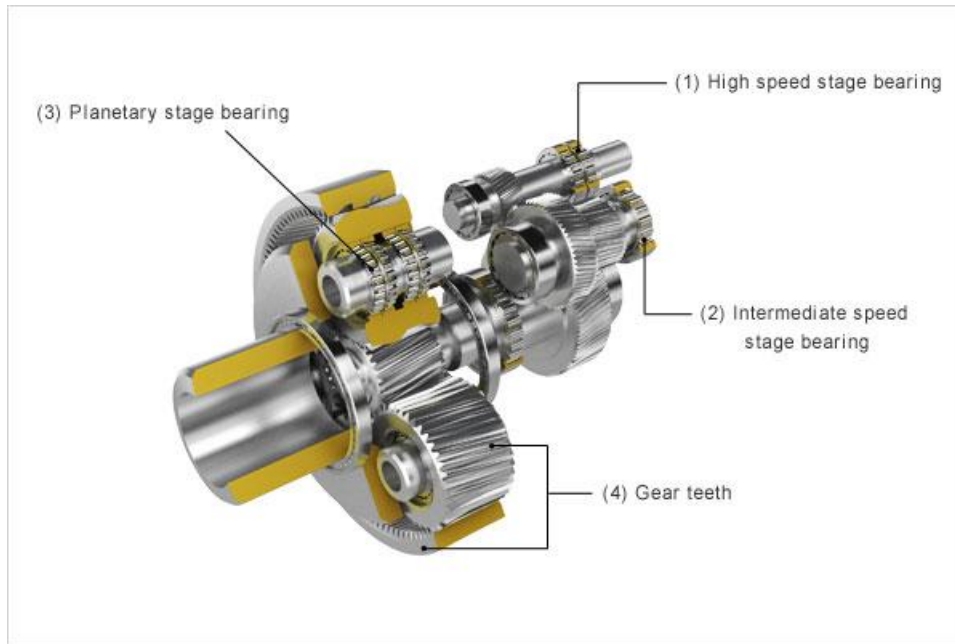


Figura 38. Multiplicadora de un aerogenerador.

Uno de los parámetros más característicos de este elemento es la relación de transformación, que se define como el cociente entre la velocidad lenta y la velocidad rápida. Podemos afirmar que una relación más pequeña implicará menor tamaño de la caja multiplicadora y por lo tanto menores costes. En la actualidad podemos encontrar multiplicadoras tanto para modelos pequeños como para turbinas de gran escala (>2 MW).

- Eje de alta. Conecta la multiplicadora con el generador eléctrico.
- Freno mecánico.
- Acoplamiento con el generador.

3.1.3.3. Sistema eléctrico.

En esta parte se incluiría:

- Generador eléctrico. Este elemento es el que se encarga de convertir la energía mecánica en energía eléctrica. La electricidad que se genera se transporta

habitualmente a la base de la torre donde se transformará para ser enviada a la red.

Hay varios tipos de generadores utilizados en el sistema eléctrico de un aerogenerador. Uno de los más comunes en este aspecto son los doblemente alimentados asíncronos, ya que pueden conectarse directamente a la red, la velocidad de rotación puede ser variada, son más robustos y con menos necesidad de mantenimiento.

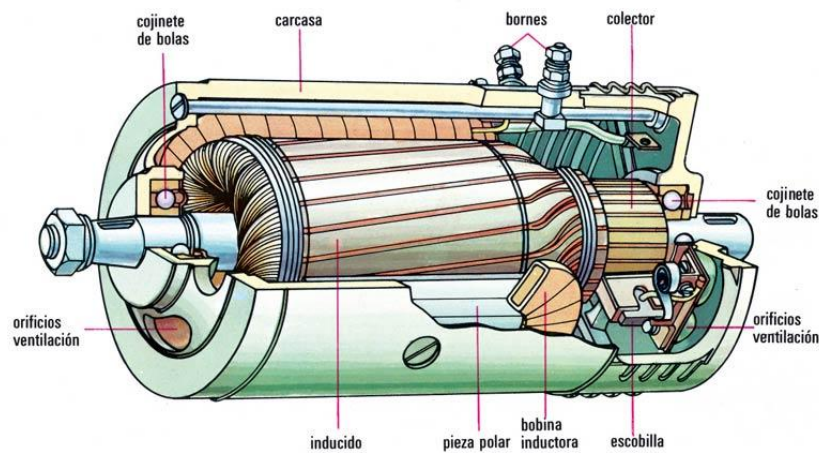


Figura 39. Generador.

Los generadores síncronos que existen en la actualidad son de velocidad variable, pero no pueden conectarse directamente a la red con frecuencia constante, por lo que necesitan un convertidor de frecuencia, que a pesar de constituir un sistema más complicado, se consigue una mayor eficiencia y mejor conexión a red.

- Cableado de potencia. Son los encargados de transportar la energía desde el alternador hasta el transformador. En su camino se encontrará las diferentes protecciones que evitarán cualquier problema en caso de fallo de la red o de la turbina.
- Transformador interno. Se encarga de transformar la tensión baja (690-1000V) a media tensión (20-33kV), reduciendo la intensidad, y así las pérdidas eléctricas. Este componente puede encontrarse en distinto lugar, dependiendo del fabricante. Las turbinas de algunos suministradores contienen el transformador en la nacelle o góndola, donde se produce la conversión,

mientras que otros fabricantes lo sitúan en la celda de transformación en la base de la torre.



Figura 40. Manipulación de transformador de aerogenerador.

3.1.3.4. Sistema de regulación y control.

Este sistema se encarga de supervisar el funcionamiento de la turbina de modo que se desarrolle de manera correcta. Se incluirían:

- Controlador de turbina. Es el encargado de supervisar las condiciones en las que se encuentra la turbina, recoge datos y regula los diferentes elementos como interruptores, bombas o válvulas.
- Sensores de control. Sirven para medir los parámetros de funcionamiento de la turbina. Las señales que el controlador recibe de los sensores hacen que el aerogenerador se conecte si la información que recibe es correcta, de igual manera que el controlador parará el sistema si la información es incorrecta.

3.1.3.5. Sistema de soporte.

- Torre. Es la estructura que soporta la nacelle (góndola) y el rotor. El material del que están compuestos puede ser celosía, ya en desuso debido a la necesidad de soporte de mayores cargas estructurales; de acero, material más extendido en la mayoría de aerogeneradores; y hormigón, utilizado en los últimos años debido a las enormes cargas que deben soportar las torres de más de 120 metros de altura que se utilizan en los parques eólicos *offshore* (marinos) y en algunos parques en tierra. Existen también soluciones para grandes torres que consisten en torres híbridas, con una parte inferior de hormigón y la parte superior de acero.
- Cimentaciones. Es la parte que sostiene la estructura y absorbe las tensiones que se producen por el aerogenerador.



Figura 41. Cimentación de aerogenerador.

3.1.3.6. Sistema hidráulico.

- Grupo de presión. Esto se encarga de suministrar el fluido a una determinada presión para poder accionar los sistemas de captación, orientación o transmisión.

- Conductos hidráulicos. Encargados de llevar el flujo hasta los puntos de utilización.
- Válvulas de control. Son las encargadas de adaptar el caudal y la presión del fluido a las necesidades específicas de un actuador u otro.

3.1.3.7. Sistemas de refrigeración.

- Ventiladores. Encargados de dirigir el flujo de aire.
- Intercambiadores de calor. Disipan el calor de los componentes que necesitan refrigeración, hacia la corriente de aire marcada por los ventiladores.

3.2. Oferta eólica. Suministradores de aerogeneradores en la actualidad y su situación en el mercado.

Una de las primeras acciones a realizar en el proceso de construcción de un parque eólico es identificar los suministradores de turbinas eólicas que puedan adaptarse de mejor manera al emplazamiento considerado, analizando las características de los modelos de aerogeneradores por parte de cada uno de ellos y seleccionando aquellos que resulten de mayor interés en nuestra implantación.

Según mi experiencia propia, he tenido la oportunidad de trabajar bastante cerca de este campo y he podido apreciar el proceso llevado a cabo a la hora de realizar una selección de aerogeneradores para un emplazamiento en el cual se iniciará la construcción de un parque eólico.

Para comenzar a profundizar en este tema, es necesario comentar ciertos requerimientos que pueden aparecer a la hora de comenzar el proceso de construcción de un parque, y que en algunos casos debe ser común que existan, como por ejemplo limitaciones en cuanto a características de la máquina. Es bastante común que se deban cumplir una serie de normas medioambientales, limitaciones en cuanto a construcción y a espacio disponible, las cuales hacen que *a priori* se impongan restricciones técnicas y por lo tanto hacen que el abanico de modelos disponibles para esta elección se restrinja.

Dicho esto, podemos encontrar en el mercado varios suministradores de turbinas con un abanico bastante amplio de ellas, según su potencia nominal y diámetro de rotor, principalmente, aparte de otras de sus muchas características.

Comentar que los fabricantes más importantes están enfocados a aerogeneradores de media-alta potencia (>1 MW), por lo que nuestro estudio será enfocado a los suministradores con sus correspondientes turbinas que se encuentren en este rango.

Un informe elaborado por BTM Consult en el cual se recogen los fabricantes con mayor cuota de mercado en el año 2014, refleja el ranking establecido entre los 10 primeros suministradores, por lo que detallaré aquellos más importantes:

- Vestas. Fabricante danés cuyas principales líneas de trabajo son el desarrollo, fabricación, venta y mantenimiento de la tecnología eólica. Su alcance abarca desde los estudios a los emplazamientos hasta el mantenimiento y servicio del parque. Es el mayor fabricante de aerogeneradores del mundo.



Figura 42. Aerogenerador Vestas.

Vestas fabrica sus propios componentes, por lo que se reduce la dependencia con los posibles proveedores, así como aumenta el conocimiento en materia de fabricación. Cuentan con el mayor centro de investigación y desarrollo de energía eólica del mundo en Aarhus (Dinamarca).

En la actualidad tienen instalados más de 51.000 aerogeneradores (más de 60 GW) repartidos entre 73 países. Su gama de producto ha ido evolucionando y actualmente ofertan turbinas 'onshore' con una potencia nominal entre 2 y 3,45 MW, con diámetros de rotor que oscilan entre 90 y 126 m.

- Siemens. Empresa alemana que opera en varios sectores, y que se presenta como uno de los principales proveedores de soluciones de energía eólica para parques eólicos.



Figura 43. Aerogeneradores Siemens.

En 1991 instalaron el primer parque 'offshore' (marino), y actualmente se encuentran instaladas más de 700 turbinas en aguas europeas, acumulando más de 2 GW. Siemens lidera este mercado con más de 1.200 turbinas, llegando a los 3,8 GW instalados. Globalmente han puesto en marcha 13.300 aerogeneradores con una potencia total de 22,7 GW.

Su oferta para parques *onshore* abarca desde los 2,3 MW hasta los 3,2 MW de potencia nominal, con diámetros de rotor entre 82 y 130m. Sus turbinas 'offshore' alcanzan los 7 MW de potencia.

- General Electric. Su división renovable es una de las más importantes. Cuentan con un total de 38 GW en más de 25.000 turbinas, instalados en 31 países repartidos por todo el mundo.



Figura 44. Aerogeneradores GE.

Cuentan con un catálogo de máquinas en un rango de potencia nominal de entre 1,6 y 3,2 MW disponible para cualquier tipo de viento existente en el emplazamiento deseado.

- Goldwind. Compañía de origen chino fundada en 1998, que se ha conseguido expandir a lo largo de 6 continentes. Poseen capacidades en I+D, con experiencia en desarrollo de parques eólicos, y se han convertido en uno de los mayores fabricantes de aerogeneradores. Se basan en 3 conceptos principales:
 - I+D, diseño, fabricación y venta de turbinas eólicas.
 - Valoración de recurso y otros servicios, contratos EPC, Operación y mantenimiento.
 - Inversión, operación y traspaso de parque eólico.



Figura 45. Izado de nacelle Goldwind.

A finales de 2013, Goldwind ha instalado más de 19 GW de potencia, y más de 14.000 unidades.

Su catálogo de turbinas se basa en potencias de 1.5 y 2.5 MW, con diferentes opciones de diámetros de rotor y alturas de buje, pensados para adaptarse a varios escenarios geográficos.

- Enercon. Este fabricante alemán es uno de los líderes fabricantes de aerogeneradores. Su empresa destaca por la innovación tecnológica, lo que le ha permitido aumentar su eficiencia en generación de electricidad.



Figura 46. Logo Enercon.

En 1992 se introdujo el primer aerogenerador sin engranajes, ya que anteriormente las turbinas utilizaban multiplicadoras en el proceso de transmisión. Esto proporcionó un nivel de fricción casi nulo, por lo que se aumentó considerablemente rendimiento y eficiencia, así como reducción de estrés mecánico y de costes de mantenimiento. Es una garantía de alta calidad de producto.

Enercon ofrece en su catálogo varios rangos de potencias, desde un nivel a media escala (800-900 kW) a turbinas de gran escala (2,3-3,5 MW), llegando a un modelo multimegavatio de 7,5 MW y 135 m de altura.

- Suzlon. Esta empresa situada en India es líder de mercado en su país con presencia en la mayoría de los continentes. En los últimos 20 años se han consolidado en 17 países con una potencia instalada de más de 14 GW.



Figura 47. Nacelle Suzlon.

Su oferta de aerogeneradores incluye modelos de escala mediana (600 kW), media-gran escala (1,25 MW) y gran escala (2,1 MW).

- Senvion. Empresa alemana entre las importantes dedicadas al desarrollo, construcción y venta de turbinas eólicas. Antiguamente denominada Repower, Senvion es capaz de proporcionar a los clientes soluciones específicas para sus proyectos eólicos en áreas de ingeniería, servicio y mantenimiento, transporte e instalación.



Figura 48. Aerogenerador Senvion.

La oferta de Senvion abarca potencias nominales entre 2 y 6,15 MW con diámetros de rotor entre 82 y 152 m. Sus turbinas instaladas alrededor del mundo ascienden a 5.900.

- Gamesa. Empresa española, uno de los líderes en la industria eólica mundial. Sus capacidades abarcan también la operación y mantenimiento de los parques, que realiza en más de 20 GW.

Ha instalado más de 31 GW en más de 50 países y cuentan con centros en los principales mercados mundiales, como España, China, y presencia local en India, Estados Unidos y Brasil.

En los 9 primeros meses de 2014, Gamesa duplicó su beneficio con respecto al obtenido en 2013, por lo que actualmente se le considera una empresa puntera en el sector, con una presencia mundial en continuo crecimiento. Su catálogo de turbinas eólicas ofrece opciones de 2 a 5 MW.



Figura 49. Nacelles Gameasa.

- Ming Yang. Fabricante chino, uno de los líderes en su país en diseño, fabricación, venta y servicio de turbinas eólicas. Trabaja en cooperación con empresas de diseño alemanas, de ahí que una parte de la tecnología de sus turbinas sea de este país.



Figura 50. Logo Mingyang.

Ming Yang produce tres tipos de turbinas: 1,5 MW, 2 MW y 2,5/3 MW.

- Nordex. Esta empresa alemana ha quedado fuera del ranking de las cuotas de mercado más altas en 2014, debido al fuerte empuje de fabricantes chinos. Sin embargo, durante sus 30 años de experiencia en el sector, Nordex ha sido una de las principales referencias eólicas siendo pionera en diferentes aspectos, como la instalación del primer megavatio en el mundo (1995), la gama de turbinas más potente del mercado, con 2500 kW (2000) o el sistema más eficiente para vientos bajos (2011).



Figura 51. Aerogenerador Nordex.

La oferta de Nordex se centra en las turbinas de gran escala, abarcando desde una potencia nominal de 2.4 MW hasta los 3.3 MW.

- Acciona Energía. Compañía española y operador mundial en energías renovables con 20 años de experiencia. Acciona se encuentra presente en todo el proceso del parque, desde desarrollo, ingeniería, construcción o montaje, hasta explotación de parque, trabajos de operación y mantenimiento o comercialización de la energía. Cuentan a su disposición con 218 parques eólicos en 15 países, haciendo un total de más de 7.000 MW.



Figura 52. Aerogeneradores Acciona.

La encargada de la fabricación de aerogeneradores, así como su diseño y comercialización es la filial de Acciona Energía, Acciona Windpower, cuya oferta de turbinas se basa en modelos de 1,5 y 3 MW de potencia unitaria.

- Alstom. La división de Alstom en el ámbito de las energías renovables, Alstom Wind, se centra en el diseño, fabricación, instalación y mantenimiento de aerogeneradores *onshore* y *offshore*. Cuentan con más de 30 años de experiencia y más de 6.500 MW repartidos entre unas 3.500 turbinas.

Su catálogo de turbinas se encuentra entre los 2 y 3 MW de potencia nominal, llegando a un modelo de 6 MW destinado a *offshore*, con un diámetro de rotor de 150 m.



Figura 53. Aerogenerador Alstom.

4. CONSTRUCCIÓN

En este apartado se detallarán todas las obras que se habrán de efectuar en el emplazamiento en el cual se instalarán los aerogeneradores del parque. Estos trabajos a realizar se resumen en:

- Caminos de acceso y viales interiores.
- Cimentaciones.
- Plataformas.
- Montaje de aerogeneradores.

- Centros de transformación y casetas correspondientes.
- Zanjas de media tensión, baja tensión, fibra óptica, etc.
- Puesta a tierra del parque.

Aparte de estos trabajos, será necesario evacuar la energía que procede del aerogenerador en baja tensión, por lo que mediante los centros de transformación en cada aerogenerador se convertirá la energía a media tensión, y tras una red que conectará estos centros y evacuará la misma, se construirá una subestación elevadora que permita transportar la energía a una línea de alta tensión.

4.1. Obra civil. Caminos, plataformas, cimentaciones.

A la hora de comenzar a trabajar sobre el terreno para las obras necesarias en el parque, es imprescindible analizar las zonas de afección en las que se piensa actuar, ya que por condiciones medioambientales y el impacto que pueden ocasionar, estos trabajos evitarán incidir cerca de ciertas zonas como cruces de carreteras, cauces de agua, o parcelas ajenas, en este caso sería necesario acordar con el propietario (ya sea del Ayuntamiento o privado) las condiciones por las cuales se permitiría un trabajo afectando así a tal parcela.

También hay que comentar que el estudio geotécnico que se realiza en el emplazamiento permite observar el tipo de terreno en el cual se va a trabajar, por lo que es un requisito a la hora de iniciar la construcción del parque, ya que este estudio determina si el emplazamiento es válido para llevar a cabo los trabajos previstos.

Una vez iniciadas las obras, se intentará modificar lo menos posible la zona de trabajo, creando los caminos y viales estrictamente necesarios, así como reservar las tierras procedentes de la excavación para reacomodar el terreno una vez terminado el trabajo.

4.1.1. Caminos

Los caminos de acceso al parque deberán estar acondicionados para los transportes pesados que han de llegar a las posiciones de los aerogeneradores. Debido a esto, existen unos requisitos que dichos accesos deben cumplir para adecuarse al transporte.



Figura 54. Caminos a los aerogeneradores.

Si los viales no están preparados adecuadamente, deberán ser rellenados con varias capas de tierra para que el terreno soporte las cargas que va a recibir. Normalmente suele haber una capa de zahorra natural de varios centímetros y otra capa de zahorra artificial con las cuales dotar al terreno de la resistencia necesaria.

Otro de los requisitos a seguir tiene relación con las dimensiones de los caminos, ya que debido a las medidas de los vehículos de transporte, éstos deben tener unas medidas mínimas. En cuestión de ancho de vía, suele determinarse un valor mínimo que permita circular a los vehículos extremadamente anchos.

Las palas de los aerogeneradores pueden llegar a tener más de 50 m de largo, por lo que los vehículos que transporten estos componentes pueden encontrarse dificultades a la hora de realizar los giros de las carreteras. Es por esto que se fijan unos valores de radios de curvatura que sean adecuados para el paso de estos grandes vehículos. Estos dos valores, anchos y radios, se relacionan en unas tablas que determinan el valor de una variable con respecto a la otra. De este modo, para un radio más cerrado de curvatura, se tendrá que contar con un sobreancho de carretera mayor, por lo que para un radio mayor, se dispondrá de menos sobreancho.

RADIO (m)	SOBREANCHO (m)
15	4,00
20	2,50
25	2,00
30	1,50
35	1,00
40-45	0,50
50	0,00

Tabla 1. Ejemplo de relación de radio y sobreancho en caminos con anchura de 4,5 m.

Las pendientes de las carreteras son otro punto importante a tener en cuenta en la construcción, ya que vehículos suficientemente pesados podrían tener dificultades para circular sobre un terreno en el que la pendiente sea demasiado inclinada. Por esto, se fijan unos porcentajes determinados que se deben cumplir a la hora del diseño.

La pendiente máxima de los caminos, generalmente, se situará entre el 14 y 17%, siendo necesario hormigonar o asfaltar el terreno con una pendiente superior al 14%, con el fin de aumentar la adherencia entre terreno y vehículo. Estos valores son orientativos, ya que se determinarán los porcentajes exactos dependiendo de cada proyecto.

4.1.2. Cimentaciones

Los aerogeneradores, una vez dispuestos, van a soportar diferentes cargas que pueden hacer peligrar la estabilidad del mismo. Es por eso que se diseñan específicamente las cimentaciones de las máquinas, que son las que deberán absorber todas las cargas a las que el aerogenerador esté expuesto.



Figura 55. Construcción de cimentación.

Para calcular la cimentación adecuada en cada aerogenerador, se deberá realizar un estudio geotécnico en cada una de las posiciones para determinar el estado de las tierras en las que se va a trabajar, adaptando la cimentación al tipo de terreno en el que se encuentre, ya que podremos encontrarnos con un suelo firme, o por el contrario con roca en el subsuelo, así como un terreno con escasa capacidad portante. Estos aspectos se deben tener en cuenta a la hora de diseñar una cimentación que asegure la estabilidad de la estructura.

Dentro de estas cimentaciones se pueden diferenciar dos grupos:

- Las cimentaciones superficiales, aquellas que se apoyan en las capas superficiales del terreno, al tener éste una capacidad portante suficiente o porque soportan cargas relativamente pequeñas. Aquí se sitúan los distintos tipos de zapatas que existen, habitualmente utilizadas en la construcción de aerogeneradores.
- Las cimentaciones profundas, las cuales se internan más en el terreno ya que la estructura deberá soportar unas cargas mayores, por lo que se dota de mayor área a la misma para distribuir los esfuerzos que aparecerán. En este tipo de cimentaciones se utilizan los pilotes, elementos alargados de hormigón que se hincan en el terreno y proporcionan mayor estabilidad a la estructura ante posibles esfuerzos de tracción, compresión, rozamiento o flexión.

La construcción de éstas para los aerogeneradores tiene como principal componente el hormigón armado, mayoritario en estos trabajos. Se suele utilizar una cimentación superficial con un gran área en contacto con el terreno para soportar el peso de la torre, palas y nacelle, pero sobre todo las fuerzas flectoras que aparecen debido al

impacto del viento sobre el aerogenerador. Dependiendo también del terreno, se podrá tomar la decisión de insertar pilotes si éste tiene una baja capacidad portante, con el fin de evitar cargas extremas que puedan hacer que la estructura falle.



Figura 56. Ejemplo de fallo en cimentación por carga de hundimiento.

La geometría de las cimentaciones *onshore* son variadas dependiendo de los diferentes factores que toman parte en el diseño de las mismas, aunque las más utilizadas suelen ser las de geometría circular, que optimizan la cantidad de material a utilizar, y las poligonales, como hexagonales u octogonales, que son habituales dada su gran superficie en contacto con el terreno y la buena respuesta para absorber las tensiones producidas. Otra ventaja que proporcionan las zapatas es la reducción de la armadura interna, ya que a mayor número de lados, menor cantidad de material es necesaria para dicha armadura.

4.1.3. Plataformas

Estos espacios se disponen en las cercanías del aerogenerador con el fin de acopiar la mayor parte de los elementos que se utilizarán en la construcción y montaje de cada aerogenerador. Se tratan de espacios poligonales (habitualmente cuadrados o rectangulares) con medidas entre 20 y 40 metros en cada lado.

Los elementos principales que descansarán sobre las plataformas serán las grúas que monten las diferentes partes del aerogenerador, y los materiales que se utilizarán en este proceso, así como el espacio necesario para las maniobras de montaje en la zona.

4.2. Montaje de aerogeneradores. Partes y procedimientos.

Una vez hemos conseguido el acopio de los componentes necesarios para el inicio del montaje, se procederá a ello siguiendo ciertos pasos. En resumen, los trabajos que se realizarán en el montaje del aerogenerador serán: instalación de los tramos de torre; instalación de nacelle sobre la torre; montaje de las palas formando el rotor; instalación del rotor junto a torre y nacelle.

Lo primero y principal en estos trabajos, así como en la mayor parte de ellos, es cumplir con las normas de seguridad establecidas en cuanto al montaje de aerogeneradores, especialmente en estos casos en los que gran parte de operarios trabajan en situaciones de riesgo por componentes pesados o por grandes alturas.



Figura 57. Equipo de Seguridad y Salud en parque.

Dicho esto, comenzará el proceso con las grúas que cargarán con los componentes del aerogenerador, las cuales deberán estar situadas correctamente para poder acceder al mayor número de materiales en disposición de la plataforma, con el fin de reducir al máximo tiempos de movimientos de la grúa que puedan retrasar la planificación.

Se necesitarán dos grúas para el izado de los componentes: la principal, que llevará el peso en todo el proceso; y la auxiliar, cuya función será sujetar el componente a montar para que la grúa principal pueda llevar el mismo de la posición horizontal en plataforma, a la posición vertical de montaje. Esto sucederá para los tramos de la torre y el rotor, por lo que la grúa auxiliar dejará de soportar la carga mientras la grúa principal la levanta, consiguiendo erguir la pieza, la cual transportará a su posición.



Figura 58. Ejemplo de montaje de tramo de torre.

El tramo inferior de la torre será el primero en actuar, y es el punto de contacto entre cimentación y aerogenerador. El método de unión entre ambos será una virola en la cimentación que puede ir acompañada de unos pernos, en los cuales se introducirá el primer tramo de torre, y que el operario que se encuentre en el interior fijará atornillando a la misma. Tras esto, se actuará de la misma forma con los tramos de torre restantes hasta completar el izado de la torre. Dentro de la misma se contará con acceso para alcanzar las posiciones más altas.



Figura 59. Instalación de pernos de cimentación de aerogeneradores.

El siguiente paso será el montaje de la nacelle, la cual será cargada por una grúa que la alzará hasta situarla en la parte superior, donde los operarios correspondientes la fijarán en su posición.

Por último, se llevará a cabo el montaje de las palas del rotor. En la mayoría de los casos, éstas se montan sobre el buje que está apoyado en el suelo, haciéndolas coincidir con las grúas que soportarán el peso en varios puntos. Los operarios introducirán los pernos de cada pala en el buje, fijándolas y constituyendo el rotor completo.

Una vez hecho esto, se procederá de la misma manera que con la torre, haciendo girar al rotor mediante ambas grúas y posicionándolo verticalmente para su izado.



Figura 60. Izado de rotor completo.

El caso del montaje del rotor es particular, ya que las dimensiones de las palas y del rotor completo pueden causar problemas de espacio en las plataformas si existe una orografía compleja que no permita aumentar el tamaño de la misma. Es por esto que varios fabricantes implementan el sistema pala a pala, denominado 'single blade' o 'blade to blade', gracias al cual se consigue instalar el buje en la torre sin las palas, para más adelante montar en las alturas las palas individualmente, gracias a un útil especial que permite el giro de la pala para facilitar su montaje. Esta puede ser una solución en espacios reducidos que permita el montaje de grandes aerogeneradores.



Figura 61. Instalación de pala en rotor mediante la técnica pala a pala o 'single blade'.

Es necesario comentar que todos estos movimientos están sujetos a unos requerimientos de montaje, que serán necesarios cumplir en pos de la seguridad de los trabajos. Un ejemplo sería la distancia entre la pluma de la grúa y la carga transportada, la cual debe estar por encima de unos límites de forma que no se produzcan choques debido al viento que imprima fuerzas a la carga hacia la grúa, así como la certificación de los componentes y maquinaria, que se demuestre que son válidos para realizar ese trabajo específico.



Figura 62. Posición de grúa durante el izado del rotor.

4.3. Montaje electromecánico.

La infraestructura eléctrica existente en el parque se compondrá de varias instalaciones como los centros de transformación en cada aerogenerador, la línea de Media Tensión que transportará la energía hacia la subestación elevadora, las torres meteorológicas para la toma de datos de viento, o las líneas de comunicación para sistemas de control y protecciones.

4.3.1. Centros de transformación.

Los centros de transformación se situarán lo más cercano a la zapata del aerogenerador, y estarán bajo un edificio de hormigón prefabricado que estará dispuesto para incluir en su interior: un transformador para elevar la baja tensión

procedente de la máquina, celdas para los circuitos de media tensión, cables de media y baja tensión, así como protecciones (fusibles). Éstos contarán con ventilación y con dos entradas, una para cabinas y armarios, y otra para el transformador.



Figura 63. Centro de transformación.

4.3.2. Líneas de Media Tensión

Las líneas de media tensión, una vez que salen de los centros, se encontrarán subterráneas mediante unas zanjas por donde discurrirán los cables por ternas. Las dimensiones de las zanjas dependerán del número de ternas que se introduzcan en la zanja, pero aproximadamente tendrán una profundidad de algo más de un metro por medio metro de ancho.

Al fondo de la zanja se depositará el cable de puesta a tierra, y sobre él se extenderá una capa de tierra de la excavación. Encima utilizaremos una capa de arena de río sobre la cual irán los cables de media tensión. Seguirá el proceso con otra capa de arena de río y una fila de losas prefabricadas, que van a actuar de protección mecánica. Tras esto intercalaremos capas de tierra y los cables de fibra óptica necesarios y auxiliares con losas protectoras, terminando con el relleno de la zanja con tierra hasta el nivel del terreno, y señalización adecuada para advertir de la presencia de cables en la misma.



Figura 64. Tendido de cable en zanja.

Si se da el caso en el que las zanjas crucen caminos del parque, será necesario introducir los cables de media tensión en tubos que hagan de protección a los mismos, llegando incluso a hormigonarlos en caso de que la zona afectada sea de tránsito de vehículos.



Figura 65. Montaje de tubos de hormigón en zanja.

Los cables de media tensión interconectan las celdas de media tensión de los centros de transformación de los aerogeneradores, con la entrada a la subestación elevadora, comenzando en la entrada a la celda y terminando en las protecciones de la subestación.

La puesta a tierra de un aerogenerador está determinada por una red de tierras que está compuesta por un par de anillos de cobre, uno que va unido a la armadura de la cimentación al hormigonar, y el otro exterior a la cimentación que irá enterrado. Estos anillos se unirán y a su vez, la puesta a tierra de todos los aerogeneradores se interconectará mediante un cable de cobre. También será necesario en la instalación conectar los cables de tierra de baja y media tensión del aerogenerador, así como cualquier elemento metálico que pueda tomar un nivel alto de tensión que sea peligroso.

4.3.3. Torres meteorológicas

Las torres meteorológicas son los elementos que requieren una instalación anterior al comienzo de los trabajos de obra civil, ya que éstas se encargan de las mediciones del parque, calibración y verificación de datos, por lo que las conexiones necesarias para su comunicación y el funcionamiento de los equipos auxiliares deben estar realizadas con anterioridad. Se realizarán las zanjas que contendrán los cables de fibra óptica y alimentación de los equipos necesarios.



Figura 66. Torre meteorológica.

5. RED ELÉCTRICA

5.1. Subestación elevadora.

5.1.1. Tensiones de operación.

Las subestaciones, en este caso de transformación, tienen el objetivo de convertir una tensión en otra, más alta o más baja, dependiendo de si se trata de una elevadora o reductora. En nuestro caso particular necesitaremos elevar la tensión para su conexión a la red de Alta Tensión, por lo que contaremos con una tensión primaria (antes del transformador) en niveles de Media Tensión, y una tensión secundaria (después del transformador) más alta, en niveles de Alta Tensión.

Generalmente podemos clasificar las tensiones por grupos:

- Baja Tensión: se considera en este rango las tensiones inferiores a 1 kV.
- Media Tensión: se consideran en este grupo los sistemas desde 1 kV a 60 kV.
- Alta Tensión: se consideran en este grupo los sistemas desde 60 kV a 220 kV.
- Extra Alta Tensión: en este grupo se incluirán los sistemas superiores a 220 kV.

Existen unos valores estipulados a los que se suele transportar la tensión, dependiendo de la región se adoptan unos valores específicos u otros. Aquí vemos un ejemplo de lo mencionado:

Tensión nominal del sistema kV		Tensión máxima
Europa	América	para el material kV
45	-	52
66	69	72.5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245

Tabla 2. Valores normalizados de tensión en Europa y América.

5.1.2. Componentes.

La energía producida, en el caso de los parques eólicos, debe evacuarse en unas condiciones adecuadas para su transporte. Es por eso que se construyen estas subestaciones, en nuestro caso elevadoras, con las que conseguimos transformar la corriente que procede de la línea de media tensión a una tensión alta adecuada a la red de transporte de la energía.



Figura 67. Subestación de parque.

Los trabajos a realizar para la construcción de esta subestación serán tanto de infraestructura (caminos de acceso, adecuación del terreno, estructuras necesarias para los distintos componentes, cimentaciones) como eléctricos (interconexión de los equipos, puesta en marcha, red de tierras, trabajos en los equipos, alumbrado, comunicaciones).

Los tipos de subestaciones son variados, tanto por las características eléctricas como por su construcción. Sobre este último punto, se pueden determinar dos tipos de subestaciones:

- Subestación en intemperie. Éstas son construidas en el exterior, expuestas a las diferentes condiciones atmosféricas (lluvia, nieve, viento), y están caracterizadas por ocupar una gran superficie. El acceso a estas subestaciones debe estar vigilado correctamente ya que las zonas cercanas a los equipos son de alto riesgo en régimen de servicio.
- Subestación en interior. Son construcciones que se encuentran protegidas mediante obra civil, con el fin de proteger la instalación de las condiciones atmosféricas que se puedan dar. En este grupo podemos clasificar aquellas subestaciones blindadas y aisladas con gas Hexafluoruro de azufre (SF_6), un compuesto que es muy común en los equipos de las propias subestaciones y celdas de transformación. Este gas permite mejorar de manera considerable el aislamiento de recintos con riesgo eléctrico, consiguiendo reducir la conducción de la electricidad por el aire, y por lo tanto, los posibles arcos eléctricos que se puedan producir en caso de fallo.

Los elementos que componen la instalación tienen varias funciones, gracias a los cuales se puede contar con una subestación que cumple con su cometido y que proporciona la seguridad necesaria en caso de fallo de alguno de sus componentes.

5.1.2.1 Transformadores de tensión.

En nuestro caso, estos elementos serán capaces de convertir la tensión de las líneas procedentes de las celdas de transformación de los aerogeneradores en una tensión más elevada, adaptándose a la red para su transporte.



Figura 68. Transformador de tensión.

5.1.2.2 Transformador de intensidad.

Al igual que el de tensión, este transformador se encarga de convertir las corrientes a valores más asequibles para alimentación de relés e instrumentos de medida. Sus funciones son la de medición de corrientes muy intensas mediante su reducción, y también la de protección de la línea si detecta niveles de intensidad más elevados de lo previsto por alguna falta. También es un método de protección para el personal de la instalación, ya que la intensidad que llegue a los paneles de control será lo suficientemente reducida para poder manipular los equipos de forma segura.

5.1.2.3 Seccionadores.

Se trata de aparatos de corte que pueden abrir y cerrar circuitos de manera que concedan una distancia suficiente en abierto para evitar que la corriente continúe por la línea, y así facilitar los trabajos de los operarios en la instalación. El tamaño de estos seccionadores es proporcional al valor del voltaje de la instalación, ya que requerirá de una mayor distancia de seguridad.



Figura 69. Seccionadores.

5.1.2.4 Interruptores.

Son aparatos de protección que permiten el paso de la corriente en un funcionamiento normal de la instalación, y que la interrumpen en el caso de que se produzca un cortocircuito o sobretensión. La interrupción se produce dentro de una cámara presurizada y que incluye gas SF_6 para evitar los arcos eléctricos.

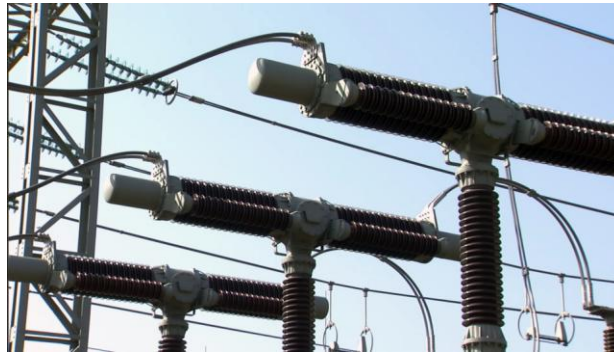


Figura 70. Interruptores.

5.1.2.5 Capacitores.

Estos elementos se componen de dos láminas conductoras separadas por una dieléctrica, que consiguen almacenar carga al aplicar una diferencia de tensión. Una de las funciones principales es la de corregir el factor de potencia de las instalaciones industriales, en nuestro caso los generadores de las turbinas eólicas.



Figura 71. Banco de capacitores.

5.1.2.6 Autoválvulas.

Protegen a los equipos de sobretensiones.

5.1.2.7 Sistemas de control.

Para que estos elementos actúen correctamente, es necesario diseñar un sistema que permita medir, proteger, controlar el funcionamiento de la instalación mediante determinados circuitos y equipos. Los aparatos de protección y seguridad se suelen controlar localmente o en remoto gracias a estos sistemas.

5.1.2.8 Sistema de puesta a tierra.

Esta red deberá transmitir al terreno las corrientes producidas por ciertas sobretensiones, fallos o descargas que puedan producirse en la instalación, proporcionando seguridad al personal de la zona. Este sistema se basará en conectar a una tierra común todo elemento metálico que pueda adquirir un potencial elevado y pueda ser peligroso.

Los trabajos de obra civil de la subestación comenzarán por la adecuación del terreno y el movimiento de tierras. Esto deberá analizarse previamente mediante un estudio geotécnico en la zona, que determine el terreno en el que nos encontramos, y actuar de manera consecuente para conseguir adecuar el terreno correctamente.

5.1.3. Conexiones.

Las conexiones que aparecen en una subestación vienen dadas por barras, que son los cables y tubos conductores que conectan todos los circuitos. Las configuraciones de las barras son variadas, ya que depende del nivel de tensión, el tipo de subestación o las costumbres de ciertos países con una u otra configuración.

Los tipos más habituales de conexión de barras serían:

- Barra sencilla. Se trata de una conexión con un único paso, la corriente transcurre íntegramente por esta barra, lo que resulta económica, de poco espacio y fácil de proteger. Los inconvenientes de esta conexión son la falta de seguridad y flexibilidad que presenta, ya que un fallo del circuito, o una necesidad de reparación en alguno de los componentes hace que el servicio se interrumpa totalmente.

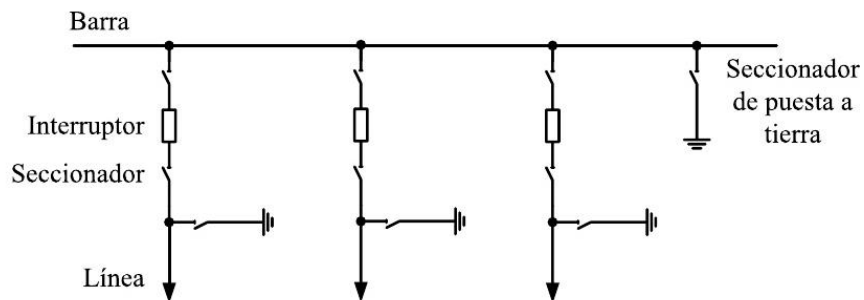


Figura 72. Conexión barra sencilla.

- Barra principal y de transferencia. Esta configuración permite traspasar la corriente de la barra principal a la de transferencia mediante un interruptor auxiliar, en caso de que el interruptor de línea se encuentre abierto, consiguiendo la continuación del servicio. Un fallo en la barra provocaría la pérdida del suministro.

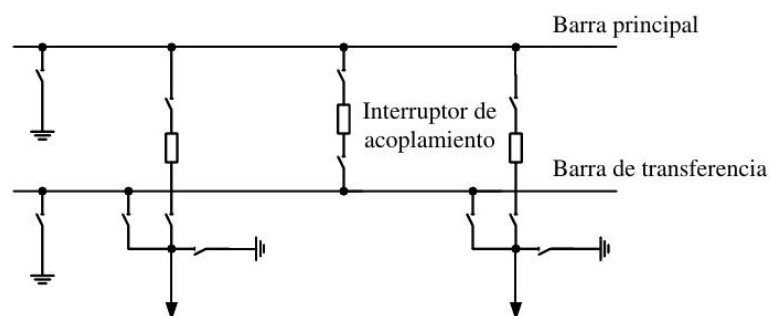


Figura 73. Conexión en barra principal y transferencia.

- Doble barra. Esta configuración permite separar los circuitos en cada una de las barras, lo que hace que el servicio circule por una de ellas sin interrupción, en caso de tener que manipular una de las barras por fallo o mantenimiento.

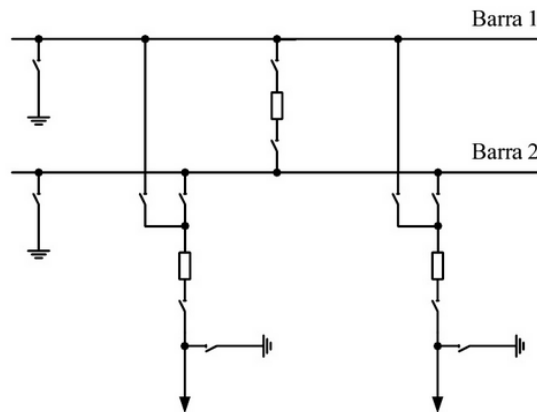


Figura 74. Conexión en doble barra.

- Doble barra más seccionador de 'by-pass'. Con esta variante el circuito puede actuar como doble barra o barra principal más transferencia. Esta configuración presenta mayor número de equipos, por lo que mayor riesgo de operación incorrecta.

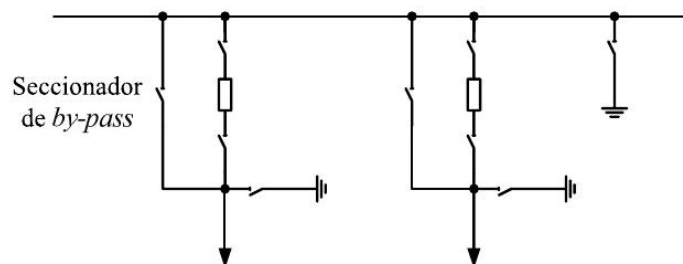


Figura 75. Conexión en doble barra más by-pass.

- Doble barra más barra de transferencia. Es una combinación de la barra principal y transferencia y la doble barra, lo que hace a esta configuración una opción flexible y confiable. Se usan dos interruptores de acople y transferencia, y así efectuarse simultáneamente ambas operaciones.

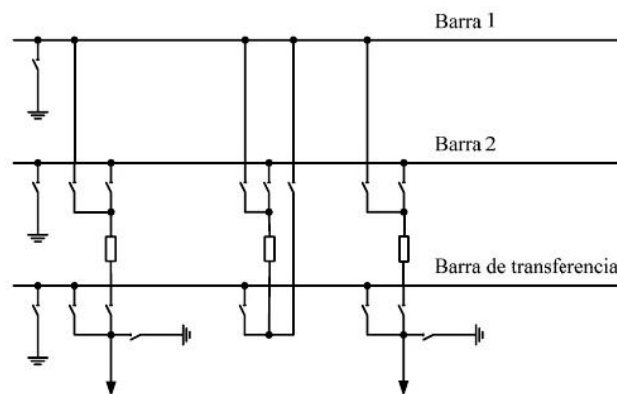


Figura 76. Conexión en doble barra y transferencia.

- Anillo. Esta configuración se basa en un anillo en la barra formado por interruptores. Para conseguir aislar el circuito por un fallo en barra o su mantenimiento, se deben abrir los dos interruptores, perdiendo una de las líneas. Para aislar un circuito por un periodo largo, se abrirá el seccionador de línea y se cerrarán los interruptores, cerrando el anillo. Es una configuración segura contando con todos los interruptores cerrados.

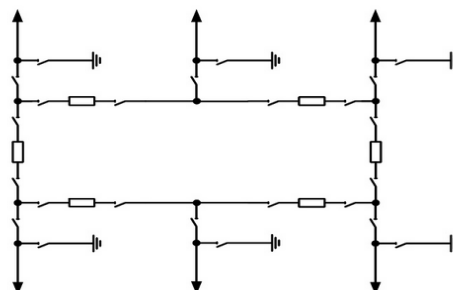


Figura 77. Conexión en anillo.

- Interruptor y medio. En esta configuración existen 3 interruptores por cada 2 barras, lo que da el nombre de “interruptor y medio” por barra. En funcionamiento normal, los interruptores estarán cerrados. El mantenimiento sobre los interruptores se podrá hacer sin interrupción del servicio, lo que hace un buen sistema de seguridad.

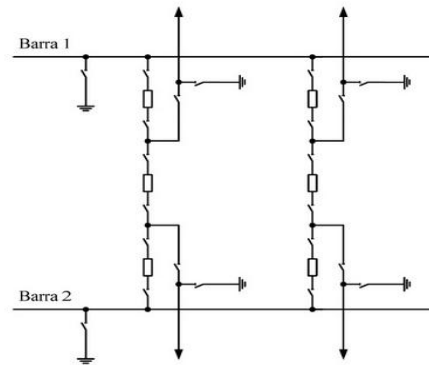


Figura 78. Conexión en interruptor y medio.

- Doble barra con doble interruptor. Aquí se cuenta con barras e interruptores por duplicado. Es una opción de seguridad bastante alta, ya que permite continuar el servicio en caso de falla, tanto de barra como de interruptor, facilitando así los trabajos de mantenimiento que sean necesarios. Es una opción costosa, por lo que su instalación deberá ser bastante analizada previamente.

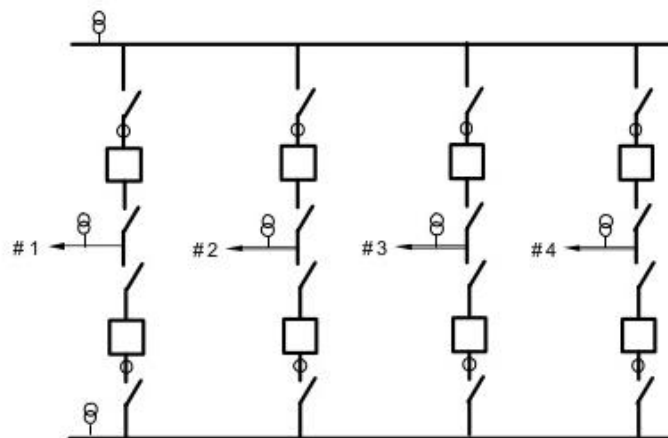


Figura 79. Conexión en doble barra con doble interruptor.

5.2. Requerimientos de conexión a red.

5.2.1. Frecuencias.

En el siglo XIX la electricidad comenzó a utilizarse con el fin de conseguir iluminación a través de ella, y las frecuencias utilizadas variaban entre los 40 y 53 Hz en Europa, y entre 125 y $133\frac{1}{3}$ Hz en EE.UU.

En Europa se estableció finalmente una frecuencia fija de 50 Hz, sin embargo en América, se dieron cuenta que la elevada frecuencia con la que trataban hacía que el elevado número de polos necesarios⁵ impidiera el desarrollo de motores de inducción, por lo que se decidió reducir esta frecuencia hasta 60 Hz.

Por tanto, estas dos frecuencias son las predominantes actualmente en el panorama mundial, las cuales se diferencian principalmente por las empresas⁶ que desarrollaron estos avances en cada región.

5.2.2. Huecos de tensión.

Durante el funcionamiento de los aerogeneradores de un parque pueden ocurrir varios sucesos que pueden hacer variar la tensión del sistema. De esta forma, fenómenos meteorológicos como rayos, conexión de componentes o faltas en el sistema pueden hacer que la tensión caiga, por lo que el aerogenerador deberá estar preparado para restablecer estas caídas denominadas huecos de tensión. Éstos suelen estar producidos por un aumento de la magnitud de la corriente.

⁵ Debido a que la frecuencia (f) es proporcional al número de polos (p) y a la velocidad angular (n), una alta frecuencia implicaba alto número de polos: $f = (p \cdot n) / 120$.

⁶ AEG y General Electric fueron las empresas que comenzaron estas investigaciones y establecieron las frecuencias de 50 y 60 Hz en Europa y Norteamérica, respectivamente.

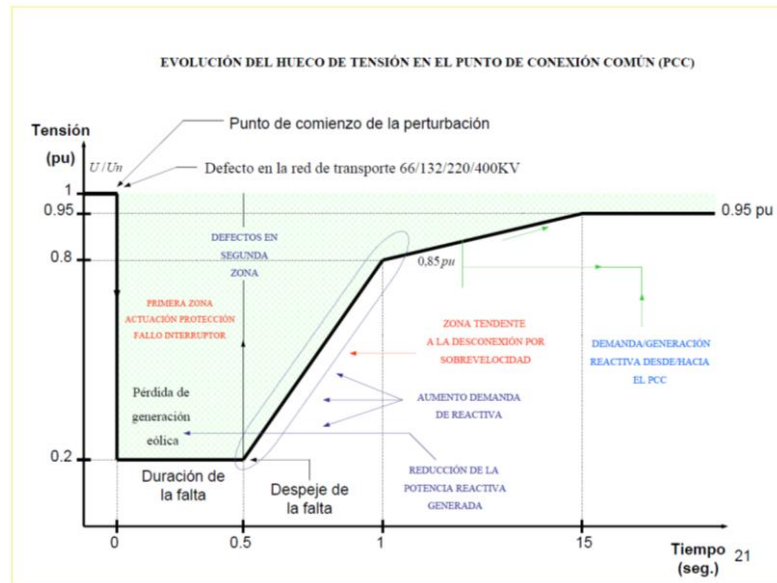


Figura 80. Esquema de hueco de tensión en punto de conexión.

Durante un hueco de tensión, ésta cae y el sistema es capaz de recuperar un valor estable mediante la modificación de potencia reactiva, ya que el aumento de la demanda durante la falta hace que el sistema inyecte esta potencia y vuelva a generar reactiva una vez recuperada la falta.

Los tiempos de recuperación de estas faltas son del orden de segundos, pasando por la fase de reacción, que comienza en el momento de la falta y finaliza en el momento que el sistema comienza a recuperarse de la misma. Estos tiempos oscilan entre los 100 y 600 milisegundos. Tras esto comienza el periodo de recuperación, que ocurre desde el comienzo de su recuperación hasta el final de la misma. Este tiempo puede estar entre 1 y 3 segundos.

Las normativas que detallan este tema, establecen algunas características que definen un hueco de tensión, como pueden ser la tensión residual mínima a la que cae el sistema, duración del hueco o duración de la recuperación de la falta.

5.2.3. Sobretensiones.

Las sobretensiones son sucesos similares a los huecos de tensión, pero esta vez la tensión del sistema aumenta bruscamente, por lo que es necesario mantenerlo

controlado de la misma forma que con los huecos de tensión con el fin de evitar la desconexión de la red por esta causa.

Existen dos tipos de sobretensiones con las que nos podemos encontrar: las permanentes y las transitorias.

Las sobretensiones permanentes son aquellos aumentos superiores al 10% de la tensión nominal con una duración indeterminada, debida a descompensación de fases por rotura del neutro. Esto hace que se descompensen las tensiones simples, y se produzcan destrucciones o incendios.

Las sobretensiones transitorias son aquellas subidas de tensión muy bruscas y que tienen un periodo generalmente del orden del milisegundo. Este suceso puede causar variaciones en la tensión de la red, y llegar a producir la desconexión. Este caso es el que se dará en los aerogeneradores, por lo que se deberá tener capacidad para hacer frente a estos problemas.

5.2.4. Equipos de compensación de energía reactiva.

En ciertos casos puede darse la circunstancia de que los propios aerogeneradores no sean capaces de inyectar o absorber la potencia reactiva que se les solicita en una situación de hueco de tensión o sobretensión. En estas situaciones será necesario utilizar equipos de compensación de potencia reactiva auxiliares, con el fin de que el sistema sea capaz de modificar esta potencia adecuadamente, y así recuperar los niveles de tensión estables tras una variación de la misma.

Un equipo habitual utilizado en los aerogeneradores para regular estas variaciones de tensión es el STATCOM (Static Compensator), equipo basado en un convertidor que es capaz de modular una fuente de tensión con la amplitud, fase y frecuencia que se desee. De esta forma, mediante el convertidor, el equipo es capaz de generar o consumir la potencia reactiva que sea necesaria.

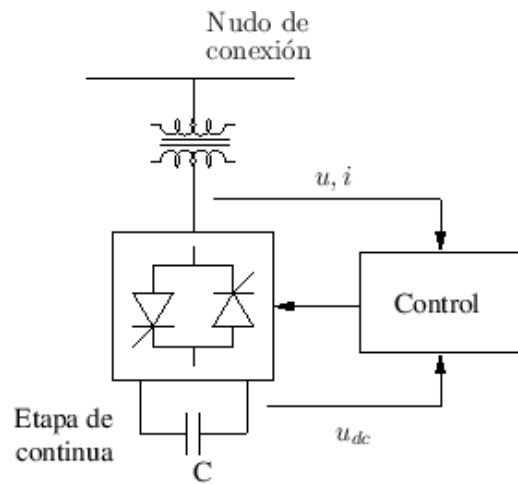


Figura 81. Esquema de un STATCOM.

El esquema trata de un convertidor entre la red y una etapa de corriente continua. El sistema de control mide tensión y corriente alterna en la red para regular el intercambio de reactiva, y la tensión en la etapa de continua para mantenerla constante.

Esta solución puede resultar bastante costosa, por lo que si la compensación que hace falta es de un nivel menor, otra opción a tener en cuenta sería la instalación de baterías de condensadores, las cuales son capaces de compensar la energía reactiva pudiendo dar solución a los problemas de incumplimiento que pueda tener el aerogenerador en estos aspectos.



Figura 82. Banco de condensadores.

5.2.5. Cumplimiento de Código de Red.

A la hora de conectar una instalación a la red, es necesario cumplir con algunos requisitos y obtener ciertos certificados que dictaminen que la conexión de la instalación y de sus componentes está dentro de las normas que aplique el Código de Red del país implicado.

A continuación se enumeran algunos los aspectos que se analizan en la conexión de una instalación a la red:

- Control de frecuencia. El sistema deberá mantenerse dentro de unos rangos de frecuencia y tiempos estipulados.
- Control de tensión. El sistema debe ser capaz de operar dentro de unos límites de tensión y tiempos estipulados.
- Control de potencia reactiva y curva PQ. El aerogenerador deberá suministrar potencia reactiva para tanto la máxima potencia activa como para una determinada potencia, ante variaciones de tensión. El gráfico PQ muestra la capacidad de la máquina de inyectar o absorber, siempre y cuando los límites de tensión se encuentren dentro de unos valores estables estipulados.

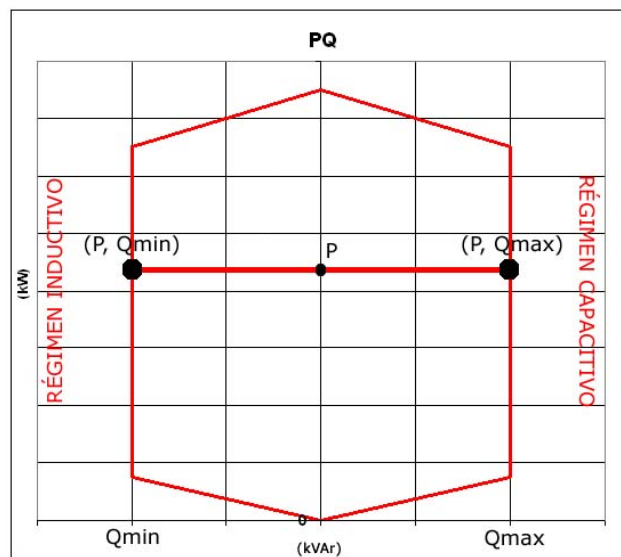


Figura 83. Curva P-Q de un aerogenerador asíncrono doblemente alimentado.

- Control del factor de potencia. Los valores del factor de potencia deberán mantenerse dentro de unos límites que aseguren cierta estabilidad al sistema. Este factor ($\cos \varphi$) suele encontrarse entre el 0.95 capacitivo y 0.95 inductivo en bornas de salida del generador.

6. PROTECCIÓN MEDIOAMBIENTAL

Los trabajos a realizar en el parque deben estar sujetos a una normativa que pretende proteger el Medio Ambiente, asegurándose que las obras previstas se realicen dentro de unas pautas, modificando lo menor posible el paisaje, así como la fauna, flora y población que pueda ser afectada en la zona.

6.1. Terrenos, suelos.

En cuanto a los movimientos de tierras a realizar en el parque, deben estar organizados de tal manera que incurran en la menor afección a la vegetación, fauna y personal implicado. La maquinaria utilizada para estos trabajos deberá estar señalizada mediante un vallado de cara a la seguridad del personal que pueda cruzar la zona de paso de esta maquinaria. Todas las zonas en las que no se vayan a realizar más trabajos deberán ser restauradas para minimizar la afección de los mismos.

Los suelos que se verán afectados en estas obras deberán ser restaurados de forma que se aproveche al máximo el material existente, por lo que será necesario almacenar la tierra existente de las excavaciones de cimentaciones, vías, zanjas y movimientos de tierra auxiliares, para una vez terminado el trabajo, cubrir de nuevo los suelos afectados con esta tierra que permita la restauración de los mismos.

También debemos tener en cuenta factores geográficos del suelo, como las pendientes existentes en ciertas zonas que pueden dificultar los trabajos de las pesadas maquinarias. Por tanto, se evitará crear nuevos caminos en zonas de exigentes pendientes, intentado aprovechar al máximo las vías ya existentes para realizar los trabajos previstos.

Otro factor a tener en cuenta es el climático, ya que en épocas de lluvias, el agua puede ser un condicionante importante en nuestros trabajos, por lo que se crearán

cunetas a los lados de las vías que acumulen el agua existente, así como drenajes que eviten la erosión producida por el agua de escorrentía.

En el caso de que, al realizar los movimientos de tierras, aparezca algún resto arqueológico, paleontológico o histórico, se deberán paralizar los trabajos, y se continuarán una vez el personal especialista en este ámbito acuda a la zona afectada, analice dichos restos y se retiren si procede, dejando la zona apta para la continuación de las obras.

6.2. Sistema hidrológico.

Los trabajos en las zonas afectadas deberán preservar al máximo la calidad y cantidad del agua presente en las distintas canalizaciones existentes.

De este modo, se llevarán a cabo algunas consideraciones con el fin de cumplir lo dicho, como puede ser el evitar la creación de vías cerca de ríos o arroyos, intentando no modificar la red hidrológica de la zona. Otro aspecto importante es la gestión de los residuos producidos por los trabajos a realizar, de manera que si éstos son líquidos, se deberán depositar en instalaciones adecuadas para su recogida, o en envases específicos en caso de que no sea posible acceder a esas instalaciones destinadas a este fin.



Figura 84. Trabajos de limpieza en aerogenerador.

Los trabajos de mantenimiento y limpieza en los cuales exista un intercambio de fluidos, como puede ser el aceite, se deberán hacer sobre una superficie impermeable que impida el paso de estos líquidos a capas internas del terreno, evitando su contaminación.

Toda agua residual procedente de instalaciones o trabajos será recogida en tanques, que posteriormente serán evacuados convenientemente. Los residuos deberán estar almacenados de forma higiénica y segura, para ser entregados a un gestor de residuos que valore los mismos y se encargue de su reutilización o eliminación.

6.3. Impacto visual

A la hora de instalar los aerogeneradores y los demás componentes del parque, así como la obra civil realizada, se incurre en un impacto visual que se deberá minimizar mediante una serie de medidas con el fin de integrar las instalaciones en el paisaje.

De esta forma, tendremos generalmente una serie de puntos a seguir:

- Se procederá a eliminar cualquier residuo o desperdicio que no existiera antes de iniciar los trabajos, trasladándolos a un vertedero destinado a este fin.
- Los colores utilizados en los aerogeneradores serán aquellos que creen un contraste menor con el horizonte, por lo que se utilizarán tonalidades blancas o grises. La base de las turbinas podrán ser de colores similares a los del terreno, con el fin de integrarlo en el paisaje.
- Los materiales utilizados en la mejora de caminos no deberán suponer un contraste cromático con el terreno. Se evitará utilizar hormigón en la superficie del terreno ni en muros existentes.
- Podría existir la posibilidad de la instalación de pantallas vegetales alrededor de la subestación con el fin de integrar la instalación en el paisaje, ya que el impacto visual producido por ésta puede ser elevado.
- Toda zona afectada por obras en la que se haya terminado su actividad, deberá ser restaurada, tanto el terreno como la vegetación existente antes de los trabajos.



Figura 85. Impacto visual producido por el parque eólico.

6.4. Impacto acústico.

El estudio del impacto que puede producir el ruido generado por los aerogeneradores instalados en el parque se basa en ciertas fases a seguir con el fin de obtener una parametrización de los datos de ruido que toman parte en el estudio, de manera que, mediante las características acústicas de las máquinas y el nivel de ruido en la zona afectada, podremos determinar si la instalación de las turbinas eólicas en una zona determinada es viable acústicamente o no.

El primer paso a seguir en este estudio vendrá dado por el análisis de ruido preliminar que existe en la zona en la que se prevé la instalación de los aerogeneradores. Para ello se tomarán tantos puntos como núcleos de población cercanos haya a la zona de instalación del parque.

De esta forma, debido a velocidades del viento, temperaturas o tráfico en carreteras, entre otros aspectos, se podrán obtener datos acústicos de los núcleos de población que se encuentran cercanos al parque. El procedimiento a seguir será determinar los puntos de medición, recogida de datos en diferentes fechas, y obtención de datos finales calculando la media de las distintas mediciones conseguidas en cada uno de los puntos.

Aquí se observa un ejemplo numérico de la medición preliminar de ruido:

Medición	I	II	III	I	II	III
Punto Receptor	1			2		
Ubicación	Población 1			Población 2		
Distancia al aerog. (m)	625			1.350		
Vel. viento (h=4 m) (m/s)	2	4	2	0	3	6
T° (°C)	25	12	8	15	12	23
Humedad relativa (%)	35	60	72	58	63	68
Fecha	1-ago-10	20-oct-10	4-mar-11	1-ago-10	20-oct-10	22-nov-10
Hora	15:10	20:05	10:45	00:30	20:30	11:35
Observaciones	Ruido carretera de fondo	Silencio	Silencio	Ruido de cencerros de fondo	Silencio	Ruido viento sobre vegetación
Nivel de ruido ambiental L_{eq} (dBA)	38,0	32,3	44,0	37,5	31,3	31,7
	40,4			32,3		

Tabla 3. Medición de datos de ruido en poblaciones cercanas al parque. Fuente: TAXUS

El segundo paso de este estudio será la simulación de datos de ruido de parque mediante software, con lo que se pretende prever el impacto acústico que tendría el parque en funcionamiento. Para esto será necesaria cierta información como características geográficas, climáticas o técnicas de los aerogeneradores con las cuales aproximar un resultado válido de los valores acústicos que se obtendrán en el parque.

El tercer paso consistirá en la medición real de los valores acústicos del parque una vez puesto en funcionamiento el parque. La normativa vigente de la zona y las condiciones del cliente final del parque establecerán los límites que se deberán asumir en cuanto al nivel acústico de la instalación.

Los fabricantes de aerogeneradores suelen establecer dentro de las características de sus máquinas el nivel de ruido en decibelios (dB) que la turbina genera a altura de buje, por lo que se suelen poner límites de ruido en torno a este valor, lo que puede restringir el abanico de máquinas a elegir en un proyecto de parque determinado.

Potencia instalada (kW)	Velocidad de rotación (r.p.m)	Nivel de ruido (dB)
30	~ 71	~ 93
300	~ 20 - 46	~ 99
1.500	~ 9 - 20	~ 104
3.000	~ 8 - 19	entre 104 y 107
4.500	~ 8 - 13	~ 107

Tabla 4. Niveles típicos de ruido de un aerogenerador.

6.5. Fauna y flora.

Los continuos movimientos de la maquinaria existente y demás trabajos que tienen lugar en el parque, hacen que la vegetación de la zona se vea afectada, así como la fauna, en la que provocan un desplazamiento y una probable eliminación de las especies que existían antes del comienzo de los trabajos.

Es por esto que las acciones a llevar a cabo que afecten a estos aspectos deberán ser supervisados por la autoridad competente de Medio Ambiente, con el fin de preservar al máximo la vegetación y fauna de la zona.

Una de las partes importantes en la afección a las especies existentes recae en la avifauna, ya que el movimiento de las palas de los aerogeneradores resulta un grave peligro, incurriendo en muertes de aves en proceso migratorio por el choque de las mismas con las palas de las turbinas o con la estructura de la torre.



Figura 86. Afección a la avifauna.

También resultan un factor de riesgo para estas especies los tendidos eléctricos existentes, ya que las aves no detectan estos cables a tiempo y no consiguen esquivarlos. Se da en mayor frecuencia con aves de elevado peso corporal y especies zancudas, como cigüeñas o grullas.

Es por esto que en muchas de las líneas eléctricas se han decidido instalar 'salvapájaros', que se tratan de elementos colocados sobre los cables formando espirales de gran diámetro o formas geométricas.

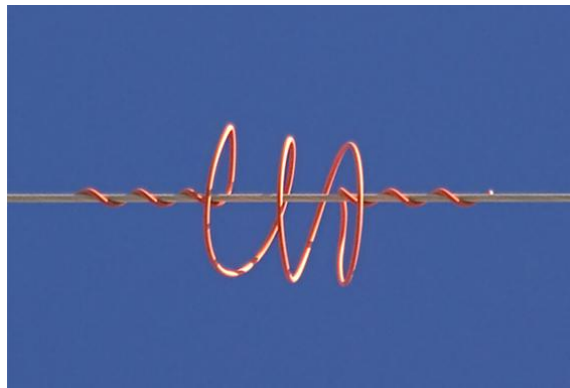


Figura 87. Salvapájaros.

Éstos poseen colores vivos de manera que las aves puedan tener una mejor visibilidad de dichos cables y así evitarlos. Dichos ‘salvapájaros’ se fabrican de PVC, por lo que no presentan posibilidad de corrosión, son ligeros y no afectan a la misión del tendido eléctrico.

Por último, otra de las medidas a tener en cuenta en el parque será el control de aparición de cadáveres en la zona de cualquier animal, con tal de evitar el acercamiento de aves carroñeras.

6.6. Atmósfera.

Como ya sabemos, la energía eólica es una energía limpia, libre de contaminación, y que por lo tanto no produce una alteración negativa de la Atmósfera durante su funcionamiento. Sin embargo, para llevar a cabo la construcción de un parque eólico, es necesaria mucha carga de trabajo mediante maquinaria pesada, vehículos de transportes, excavaciones, etc., que durante los trabajos en la zona presentan una cierta contaminación debido a los gases de combustión y partículas que la maquinaria presente emite.

La parte positiva de esta contaminación reside en que serán de carácter puntual, es decir, que al terminar los trabajos de construcción en la zona, esta maquinaria dejará de emitir gases contaminantes. Además, los agentes contaminantes existentes en los parques eólicos debido a estos trabajos serán muy reducidos en comparación con toda la infraestructura del parque y su vida útil, y también en comparación con otras instalaciones de generación de energía, por lo que podemos asumir este impacto como asumible en el proceso de creación de un parque eólico.

7. MODELIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Una vez introducida la parte técnica de la que consta un parque eólico, nos dispondremos a analizar un caso determinado de parque. En nuestro caso se tratará de un parque eólico virtual, donde tomaremos unos datos de viento reales públicos, y los aplicaremos en torno a una selección previa de aerogeneradores establecidos, con lo que podremos determinar una producción de energía generada por los mismos, y así poder llevar a cabo nuestro objetivo de un análisis económico de parque, contabilizando la inversión en el mismo, los beneficios obtenidos, amortización y demás aspectos financieros que completen este estudio.

Con el fin de complementar estos resultados, se realizará un análisis de sensibilidad en el que se detallará cómo afectarán algunas decisiones a los resultados finales obtenidos en nuestro modelo, así como ciertos imprevistos que puedan surgir durante el funcionamiento del parque. Con esto se podrá conseguir una visión más panorámica de la situación del proyecto, y así servir de soporte para una futura toma de decisiones en caso de que se den cambios sustanciales en el mismo.

En este apartado se deberán especificar todos los estudios y cálculos realizados, hipótesis y datos asumidos en el parque para conseguir una modelización que refleje una situación de proyecto viable técnica y económicamente.

7.1. Selección y evaluación del emplazamiento de parque.

El primer paso a la hora de la construcción de un parque eólico es determinar el emplazamiento en el que se va a situar, por lo que en este apartado vamos a definir la localización del proyecto, de la que obtendremos unos datos históricos de viento que nos permitirán conocer el recurso eólico de la zona.

Para ello hemos recurrido a la base de datos que se encuentra en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Mediante la herramienta que presenta podemos dirigirnos a cualquier punto del país, y allí obtener los datos de viento correspondientes a la ubicación elegida.

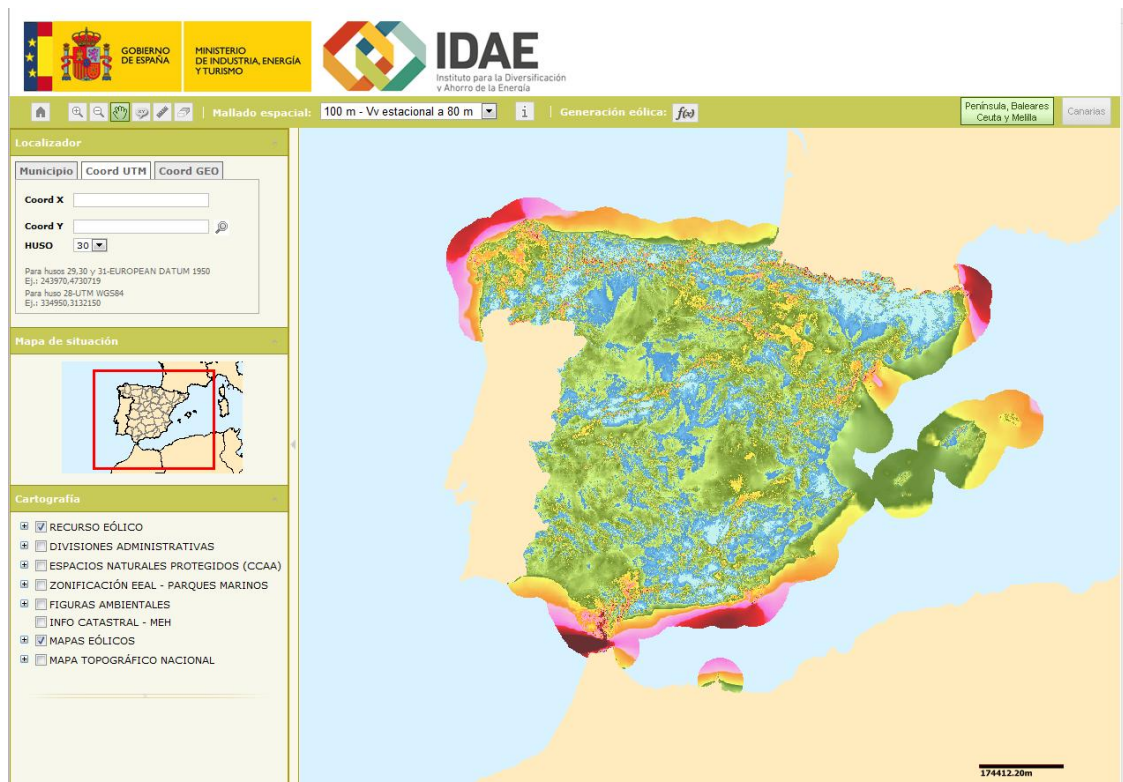


Figura 88. Atlas eólico mediante herramienta Meteosim. Fuente: IDAE

Los datos que nos ofrece la aplicación se presentan de varias formas. Una de ellas se muestra como la rosa de los vientos de la zona elegida, donde podemos observar las direcciones de viento predominantes y los valores de velocidad, frecuencia y potencia que adquieren. Estos datos se toman a 80 m de altura.

La otra opción se trata de las velocidades del viento medidas a 80m por estaciones, por lo que tendremos una velocidad media y los parámetros de Weibull característicos para cada una de las estaciones del año.

La herramienta también posee más opciones de visualización, pudiendo reflejar en el mapa la distribución de densidades del aire, presión atmosférica, temperatura media, topografía o rugosidad.

Una vez explorado el atlas eólico, se procederá a la elección de la zona en la que se van a instalar los aerogeneradores. El criterio a seguir será el de seleccionar una zona con un recurso eólico potente, por lo que buscaremos una zona con un valor de velocidad de viento alto con el fin de optimizar la producción final del parque.

La zona elegida para situar este proyecto se sitúa en la localidad de Padornelo, perteneciente al concejo de Lubián (Zamora). Las coordenadas en las que se sitúa el emplazamiento son:

UTM X [m]	UTM Y [m]
182642	4662768

Tabla 5. Coordenadas UTM del emplazamiento.

7.2. Evaluación de recurso eólico.

Teniendo ubicada la zona de instalación, comenzamos a analizar el recurso eólico del emplazamiento. Los datos de viento recogidos mediante la herramienta que hemos comentado anteriormente son estacionales, por lo que tenemos una distribución de velocidades gracias a los parámetros característicos de Weibull para cada estación del año, así como la información referente a la rosa de los vientos que aplica en la zona, determinando también las direcciones principales del recurso.

Como comentamos, se ha llevado a cabo una representación gráfica de las distribuciones de probabilidad asociadas a las velocidades del viento en cada una de las estaciones. Introduciendo los parámetros característicos y los valores de velocidades en Excel, conseguiremos una distribución de Weibull que se adecúe a nuestros *inputs* (ver anexo 1).

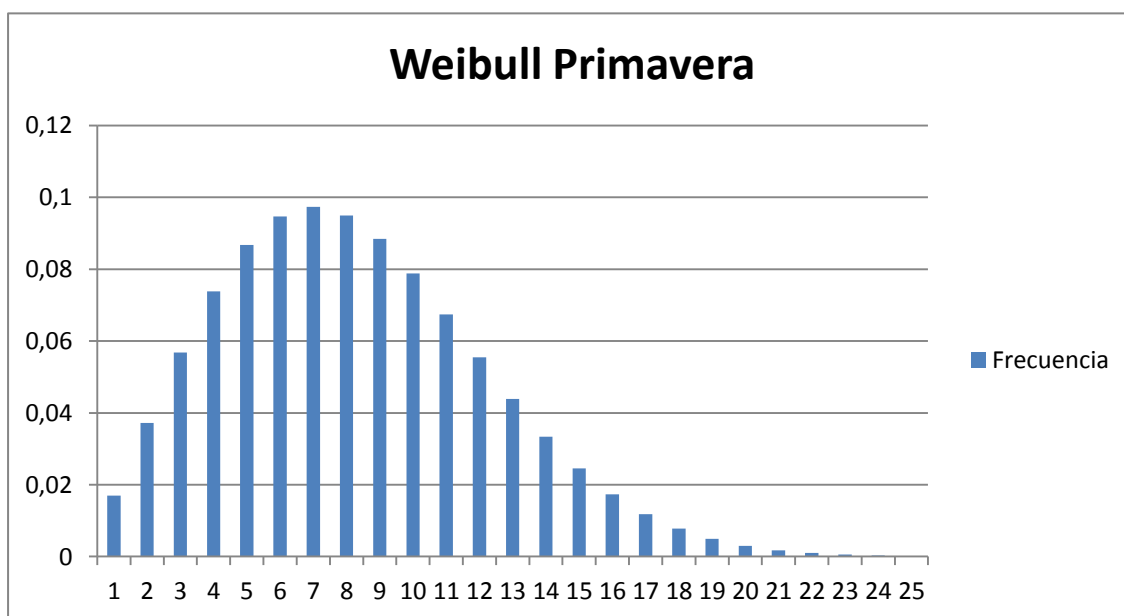


Figura 89. Distribución gráfica Weibull en primavera.

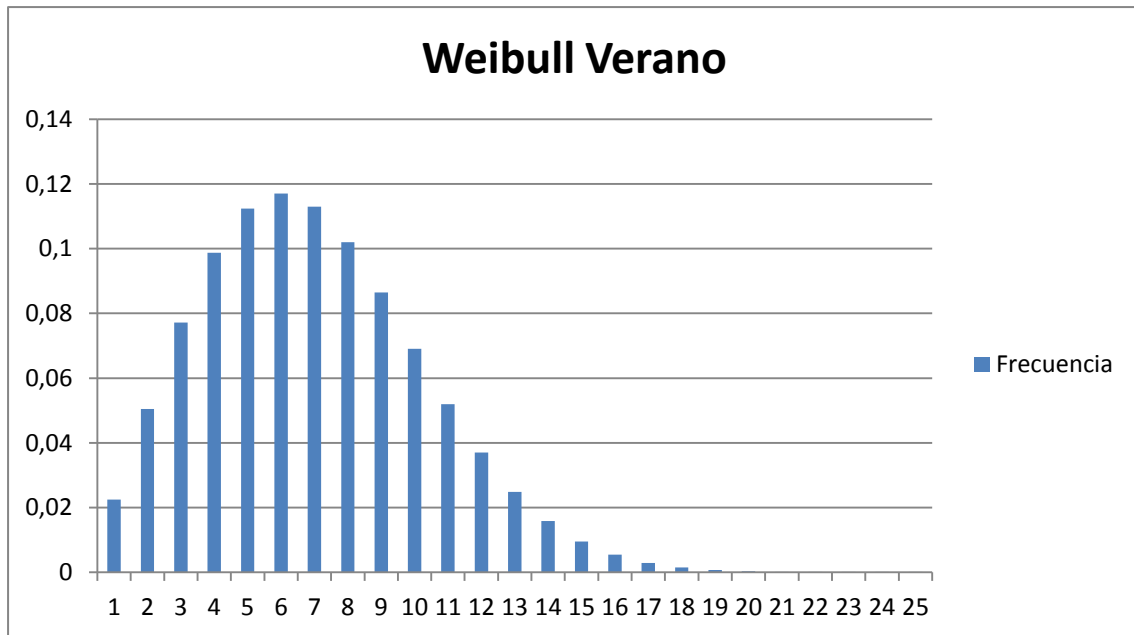


Figura 90. Distribución gráfica Weibull en verano.

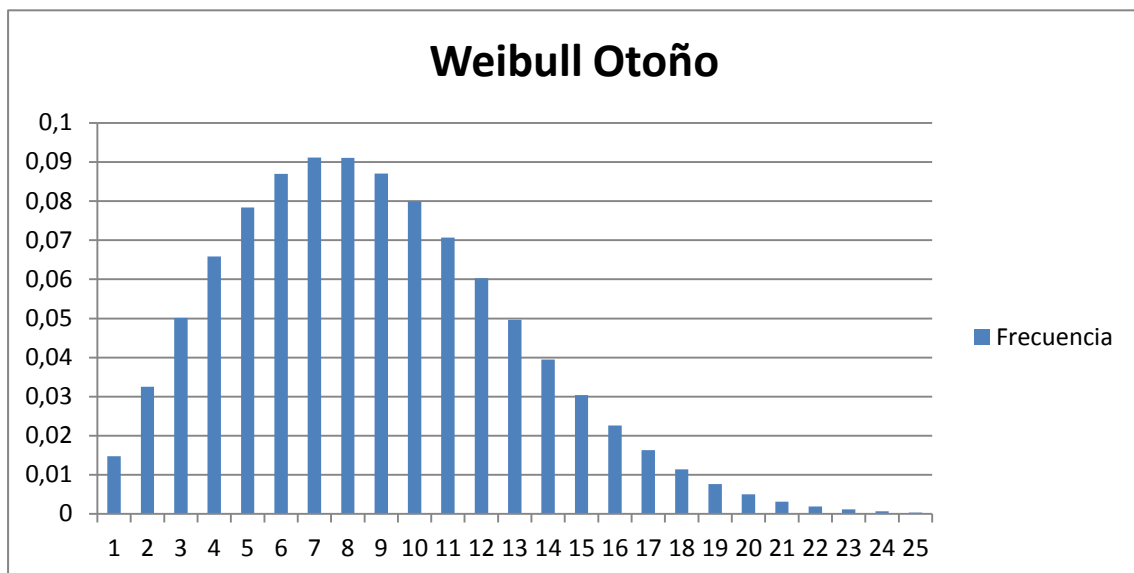


Figura 91. Distribución gráfica Weibull en otoño.

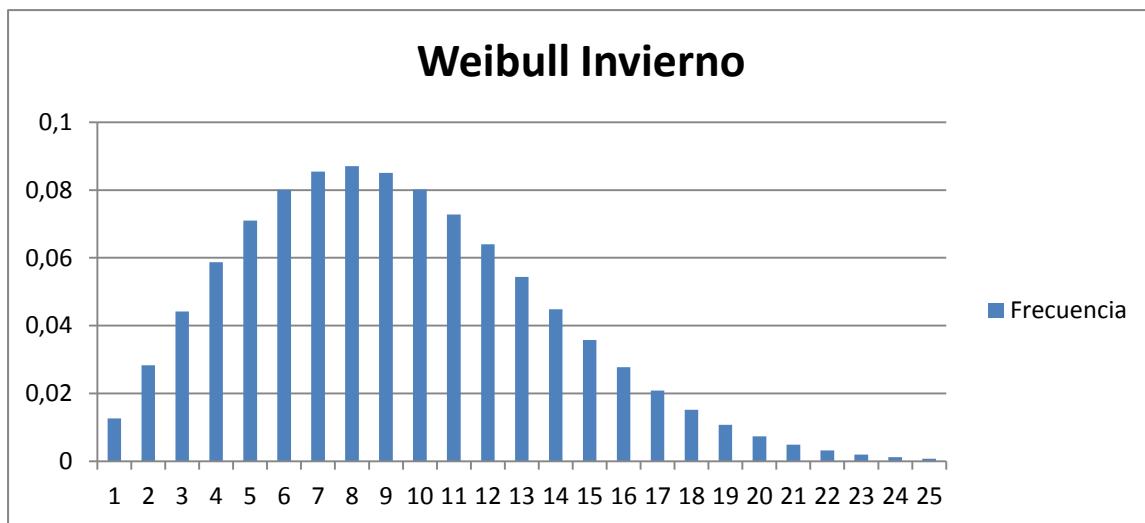


Figura 92. Distribución gráfica Weibull en invierno.

Podemos observar en estas gráficas la distribución de probabilidad que existe según la velocidad del viento en las diferentes estaciones del año, con las cuales determinar la disponibilidad del aerogenerador, es decir, el porcentaje de tiempo que la máquina está en funcionamiento. Más adelante analizaremos estos resultados.

También se muestra la rosa de los vientos característica en las cercanías de la zona estudiada:

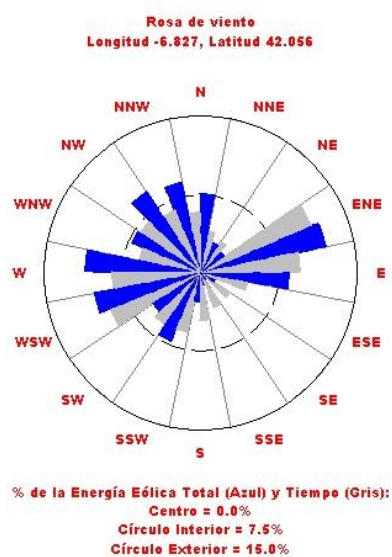


Figura 93. Rosa de los vientos en las cercanías del emplazamiento.

Vemos en esta representación las direcciones del viento de la zona. La mayor parte de la energía vendrá del este y el oeste, así como las mayores frecuencias, por lo que las consideraremos como direcciones predominantes en las que obtener una mayor potencia, por lo tanto mayor rendimiento de la máquina.

Tras obtener estos datos, debemos determinar una serie de hipótesis que completen nuestro estudio de recurso para conseguir unos resultados finales completos y congruentes. De esta forma:

- Layout del parque. Debido al mallado existente en el atlas eólico consultado, la proximidad de los aerogeneradores, así como la similitud en datos de viento de puntos muy próximos, se ha tomado como referencia un único punto para el análisis de recurso del parque.
- Altitud del parque. Según el atlas eólico, la zona de estudio se encuentra en el rango de altitud entre 1200 y 1400 m.
- Densidad del aire. Consultando el atlas eólico podemos observar la distribución de densidades, por lo que aplicado en nuestro punto de estudio, podemos determinar la densidad del aire en el rango de $1.00 - 1.05 \text{ kg/m}^3$.
- Rugosidad del terreno. La zona de estudio se encuentra en el rango de 0.1 y 0.2.
- Tomaremos la eficiencia media de los aerogeneradores en un 99.5%.
- Estimaremos las pérdidas asociadas al transporte y transformación de la energía en un 3%, así como por indisponibilidad de los aerogeneradores y de la red, un 3% adicional.
- Se supondrá que los datos recogidos serán similares en cada año de la vida útil del parque, por lo que los cálculos de producción por año contarán con los mismos *inputs* iniciales.

7.3. Elección del aerogenerador a instalar en el parque.

Una vez localizado el emplazamiento, y estudiado el recurso eólico presente en la zona de instalación de los aerogeneradores, nos dispondremos a seleccionar el

aerogenerador más adecuado a las condiciones del emplazamiento, y con el cual podamos optimizar nuestra producción de energía final.

La elección de un aerogenerador puede resultar uno de los puntos más críticos a la hora de tomar decisiones, ya que el coste de éstos puede suponer entre un 60 y 80% de la inversión total del proyecto. Es por esto que el estudio previo de producción de los aerogeneradores es un aspecto importante, ya que la relación entre coste-producción puede ser determinante en un proyecto si se consigue una buena combinación de ambos aspectos o no.

Dicho esto, debemos analizar las características del emplazamiento para realizar una primera criba en cuanto a la elección del aerogenerador.

Los emplazamientos, así como los aerogeneradores, están clasificados según el tipo de viento existente. De esta forma, una zona puede estar caracterizada en una clase u otra, dependiendo de la velocidad del viento o de la turbulencia que presente el área de estudio.

Estas clases y subclases que definen los emplazamientos están determinadas por unos rangos de velocidades y turbulencias. De esta forma, según la normativa IEC 64100-1, podemos ver en la siguiente tabla las características que poseen cada una de ellas:

Parámetro	Clase I	Clase II	Clase III	Clase S
Velocidad media anual (m/s)	10	8.5	7.5	Especificado por el diseñador
Intensidad de turbulencia A (alta) a 15 m/s	0.16	0.16	0.16	Especificado por el diseñador
Intensidad de turbulencia B (media) a 15 m/s	0.14	0.14	0.14	Especificado por el diseñador
Intensidad de turbulencia C (baja) a 15 m/s	0.12	0.12	0.12	Especificado por el diseñador

Tabla 6. Clasificación del viento para emplazamientos y turbinas.

Observamos en la tabla que los emplazamientos clase I son aquellos en los que existe una velocidad de viento mayor, por lo que los clase III se caracterizarán por velocidades de viento bajas.

En cuanto a las subclases, vienen determinadas por el nivel de turbulencia existente en la zona. Por lo tanto, una subclase A corresponderá a unos porcentajes de turbulencia altos, al contrario de la subclase C que contará con bajos niveles de turbulencia.

Las clases referidas a los aerogeneradores tienen la misma lectura, su instalación es válida para emplazamientos con la misma clase. En cuanto a las turbulencias, la subclase en un aerogenerador evidencia el nivel de turbulencia que puede afrontar. De esta forma, un aerogenerador con subclase B podrá soportar turbulencias en emplazamientos con clase C y B, pero no A.

Existe una clase denominada S, alternativa a estas 3, y está referida a condiciones especiales de máquina y emplazamiento que deberán ser concretadas por el propio fabricante.

Una vez explicados los factores a la hora de elegir el modelo de turbina, seleccionaremos nuestro modelo de parque, el más adecuado según el tipo de emplazamiento en el que nos encontramos. En nuestro caso, teniendo un emplazamiento de clase II (> 8.5 m/s), restringiremos nuestra decisión a turbinas de igual caracterización, y suponiendo que no tenemos restricciones ambientales de altura, ruido o dimensiones, contaremos con el modelo de Siemens SWT 2.3-93⁷.

La herramienta que nos ha permitido acceder a estas curvas de potencia es RetScreen, un software proporcionado gratuitamente por el Gobierno de Canadá enfocado a las energías limpias que permite la modelización y análisis de proyectos de generación de energía, y así servir de asesoramiento a la hora de la toma de decisiones en cualquier fase del proceso.



Figura 94. Herramienta de modelización de proyectos Retscreen.

⁷ URL: http://www.energy.siemens.com/nl/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/SWT_2.3.93.sp.pdf

Esta herramienta posee también una gran base de datos en los que se pueden consultar y analizar muchos proyectos existentes de generación de energía, no sólo renovable, sino también convencional. De esta forma, hemos accedido a la base de datos de aerogeneradores existente en RetScreen, y hemos conseguido la información de curva de potencia referida al aerogenerador elegido.

7.4. Layout del parque

Uno de los aspectos importantes a la hora de optimizar el recurso eólico de la zona es el diseño en planta de los aerogeneradores, ya que ciertas pautas a seguir pueden incrementar la producción del conjunto del parque.

Para alcanzar la mejor disposición de parque, uno de los softwares más utilizados es el WAsP, una herramienta creada por el instituto danés RISO para la evaluación del recurso eólico de una zona determinada. Este programa requiere de unas series de datos de viento como velocidad y dirección, datos orográficos como el mapa del terreno y su rugosidad, y datos del aerogenerador como su curva de potencia mediante la cual obtener finalmente una producción energética que se asimile en gran medida a la realidad, teniendo en cuenta más aspectos secundarios con los que ajustar más estas simulaciones.

Este modelo es de gran fiabilidad en terrenos llanos y sin excesivas irregularidades, sin embargo, los resultados que pueden obtenerse en zonas peculiares de orografía complicada podrían distar significativamente de los datos reales de la zona. Es por esto que este programa no es válido para ciertos puntos de la superficie terrestre.

Existen algunas consideraciones a tener en cuenta a la hora de diseñar la planta de nuestro parque:

- Los mejores emplazamientos para situar los aerogeneradores se encontrarán en zonas elevadas de mayor velocidad de viento, valles entre montañas donde se producirán corrientes de aire, o puntos costeros donde la densidad del aire es mayor y se conseguirá un mayor recurso eólico.
- Los aerogeneradores deberán estar alejados de cualquier obstáculo que pueda afectar a la corriente de aire que incidirá en el rotor, especialmente en direcciones predominantes.
- El terreno deberá presentar una rugosidad baja.

- La distancia existente entre aerogeneradores deberá ser suficiente para no interferir unos con otros, habitualmente 3-5 veces el diámetro para direcciones perpendiculares al viento, y 8-10 veces el diámetro para direcciones predominantes.
- Se deberá procurar realizar la implantación cerca de una conexión de red de alta tensión, ya que reduciría las pérdidas por transporte, y por tanto aumentaría la producción neta del parque.
- Se procurará evitar los núcleos de población como zonas de implantación, ya que el ruido y las sombras producidas por las palas de los aerogeneradores son restricciones a tener en cuenta en el caso de que existan parcelas alrededor del parque que se puedan ver afectadas.

7.5. Estudio de producción.

Para determinar la producción que serán capaces de proporcionar los aerogeneradores, deberemos contar con la gráfica que detalla la potencia que entrega la turbina según la velocidad del viento incidente. La curva de potencia de un aerogenerador muestra esta relación y nos va a permitir realizar un cálculo de la energía que puede llegar a producir, según todos nuestros datos e hipótesis previas.

Vel (m/s)	Potencia (kW)
0	0
1	0
2	0
3	0
4	98
5	210
6	376
7	608
8	914
9	1312
10	1784
11	2164
12	2284
13	2299
14	2300
15	2300
16	2300

17	2300
18	2300
19	2300
20	2300
21	2300
22	2300
23	2300
24	2300
25	2300

Tabla 7. Datos de producción de energía⁸ del aerogenerador Siemens SWT 2.3-93.

Representando estos datos en una gráfica, obtenemos la curva de potencia del aerogenerador elegido:

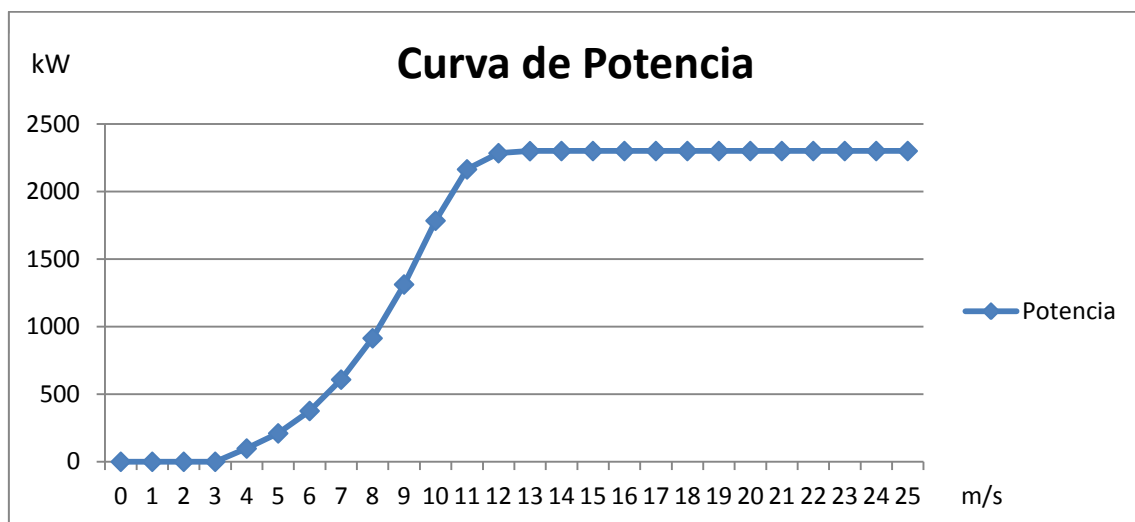


Figura 94. Curva de potencia del aerogenerador Siemens SWT 2.3-93.

Como podemos ver en la gráfica, el aerogenerador comienza a funcionar a partir de una velocidad del viento de 3-4 m/s, por lo que si nos fijamos en la distribución de probabilidad de la velocidad del viento realizada mediante Weibull, veremos que los porcentajes existentes desde 0 m/s hasta la velocidad de arranque se contabilizarán como indisponibilidades.

De esta forma, la turbina estará en funcionamiento el porcentaje acumulado dentro del rango de velocidades admitido por el aerogenerador:

⁸ Datos de producción para una densidad estándar de $1,225 \text{ kg/m}^3$.

$$\% \text{ Disp. Primavera} = 1 - 0.017 - 0.037 - 0.057 = 0.899 = 88.9\%$$

$$\% \text{ Disp. Verano} = 1 - 0.0225 - 0.0504 - 0.0771 = 0.85 = 85\%$$

$$\% \text{ Disp. Otoño} = 1 - 0.0148 - 0.0325 - 0.0501 = 0.9026 = 90.26\%$$

$$\% \text{ Disp. Invierno} = 1 - 0.0127 - 0.0283 - 0.0441 = 0.9149 = 91.49\%$$

Ahora analizaremos la producción bruta que puede entregar el aerogenerador en las condiciones estipuladas en esta modelización.

Consultando los datos de viento que anteriormente detallamos, vemos que tenemos unas velocidades medias estacionales, por lo que vamos a calcular las producciones brutas para cada una de las ellas. Una vez halladas, la producción total será la suma de cada una de dichas producciones.

$$\text{Vel. Media Primavera: } 8.25 \text{ m/s}$$

$$\text{Vel. Media Verano: } 7.1 \text{ m/s}$$

$$\text{Vel. Media Otoño: } 8.94 \text{ m/s}$$

$$\text{Vel. Media Invierno: } 9.45 \text{ m/s}$$

Con estas velocidades entramos en la curva de potencia del aerogenerador, y veremos la potencia real que será capaz de proporcionar la turbina en promedio.

$$P_{Prim} (8.25 \text{ m/s}) = 1013 \text{ kW}$$

$$P_{Ver} (7.1 \text{ m/s}) = 638 \text{ kW}$$

$$P_{Oto} (8.94 \text{ m/s}) = 1290 \text{ kW}$$

$$P_{Inv} (9.45 \text{ m/s}) = 1525 \text{ kW}$$

Una vez hallada la velocidad del viento, la disponibilidad del aerogenerador y la potencia que entregará la máquina en estas condiciones determinadas, podremos calcular la producción bruta que será capaz de generar. Contando con las 8760 horas del año, en cada estación tendremos 2190 horas, que con el porcentaje de

disponibilidad de cada una, hallaremos las horas que el aerogenerador funcionará en cada estación.

$$H_{Prim} = 2190 \cdot 0.899 = 1968.81 \text{ h}$$

$$H_{Ver} = 2190 \cdot 0.85 = 1861.5 \text{ h}$$

$$H_{Oto} = 2190 \cdot 0.9026 = 1976.694 \text{ h}$$

$$H_{Inv} = 2190 \cdot 0.9149 = 2003.631 \text{ h}$$

Si multiplicamos la potencia que proporciona la turbina en cada estación por las horas disponibles, conseguimos una producción bruta para cada periodo:

$$P_{Prim} \cdot H_{Prim} = 1994404.53 \text{ kwh} = 1994.4 \text{ Mwh}$$

$$P_{Ver} \cdot H_{Ver} = 1187637 \text{ kwh} = 1187.6 \text{ Mwh}$$

$$P_{Oto} \cdot H_{Oto} = 2549935.26 \text{ kwh} = 2549.9 \text{ Mwh}$$

$$P_{Inv} \cdot H_{Inv} = 3055537.275 \text{ kwh} = 3055.5 \text{ Mwh}$$

Por lo que conseguimos una producción bruta total de:

$$P_{bruta} = 1994.4 + 1187.6 + 2549.9 + 3055.5 = 8787.4 \text{ Mwh/año}$$

Para obtener la producción neta entrarán en juego otras 2 variables: la eficiencia y las pérdidas existentes. Con una eficiencia del 99.5% y unas pérdidas totales del 6%, la producción neta será:

$$P_{neta} = P_{bruta} \cdot 0.995 \cdot 0.94 = 8218.85 \text{ MWh/año}$$

Esta producción neta la podemos expresar mediante horas equivalentes, que se define como las horas durante las que debería funcionar el aerogenerador a máxima potencia para satisfacer la producción obtenida.

$$Heq = P_{neta} / PotMáx = 8218.85 / 2.3 = 3573 \text{ horas}$$

Estos datos están recogidos a una altura de 80m, por lo que al elegir el aerogenerador con esta altura de buje, no tendremos que interpolar estos datos, y tomaremos los obtenidos como correctos.

Si analizamos esta producción de cara al consumidor final, podremos determinar el número aproximado de hogares que podrán abastecerse de esta energía. Si tenemos en cuenta que el consumo medio de electricidad anual por hogar en España está alrededor de 3000 kWh (INE, 2014), con la producción de nuestro parque eólico (10 aerogeneradores) podrían autoabastecerse aproximadamente 27000 hogares a lo largo de la vida útil del mismo, consiguiendo evitar el gasto eléctrico en estos hogares, que según la media española asciende a unos 700 € anuales (INE, 2014).



Figura 95. Distribución de consumo eléctrico en el hogar. Fuente: IDAE

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este punto vamos a centrarnos en analizar los aspectos económicos que van a repercutir en nuestro proyecto. Aparecerán dos tipos de costes en nuestro modelo: costes de inversión y costes de producción.

8.1. Costes de inversión

Estos costes denominados de inversión, son efectivamente aquellos gastos en los que se incurre a la hora de llevar a cabo la construcción de un proyecto. En cuanto a los parques eólicos, dentro de este conjunto podemos destacar algunos costes principales:

- Coste de aerogeneradores. En esta parte se incluirá el coste del suministro de las turbinas eólicas, así como los trabajos necesarios para su instalación como el transporte de las mismas hasta el emplazamiento, o el montaje de los componentes de la máquina. Este coste puede variar, ya que previamente se definirá el alcance de responsabilidades entre el suministrador de turbinas y el constructor. De esta forma, el precio dado por el fabricante es subjetivo, ya que podría incluir solamente el suministro de las turbinas o considerar un alcance total de los trabajos a realizar para su instalación.
- Equipos eléctricos. Estos equipos forman parte de la adaptación eléctrica necesaria a la red, como subestación, transformadores y otros componentes de conexión, los cuales representan una parte importante también de los costes de inversión.
- Obra civil. Se trata de todos los trabajos a realizar en el emplazamiento para la construcción del parque y adecuación del terreno. Los costes principales vienen dados por las cimentaciones en las que se sostienen los aerogeneradores, los viales y caminos de acceso al parque y las zanjas para los cables a enterrar.
- Línea de Media Tensión y comunicaciones. Aquí se encuentra todo el cableado necesario para la conexión de Media Tensión que discurre desde la salida de las celdas de transformación hasta la entrada a la subestación, así como el cableado de fibra óptica de comunicaciones.
- Otros costes. En esta división agruparemos los costes procedentes de diseño, estudios del emplazamiento, gestión de proyecto, controles de calidad o reestructuración de los movimientos de tierras y afecciones al medio ambiente.

Para la modelización de parque eólico que hemos realizado anteriormente, tenemos una disposición de 10 aerogeneradores Siemens SWT 2.3-93, lo que hace un total de 23 MW de potencia instalada.

PARQUE EOLICO PROYECTO 23 MW			
AEROGENERADORES	P.U.	Uds	SUBTOTAL
Suministro, transporte, montaje, puesta en marcha	2.250.000	10	22.500.000
TOTAL AEROGENERADORES			22.500.000
OBRA CIVIL	P.U.	Uds	SUBTOTAL
Viales y caminos de acceso a parque, plataformas	1.600.000	1	1.600.000
Cimentaciones	800.000	1	800.000

Restauración Ambiental	100.000	1	100.000
Varios (zanjas, torres meteo)	220.000	1	220.000
TOTAL OBRA CIVIL			2.720.000
INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	P.U.	Uds	SUBTOTAL
Subestación elevadora (Equipos y materiales, montaje y obra civil)	1.500.000	1	1.500.000
Conexión MT (cables, celdas y varios)	300.000	1	300.000
Varios	40.000	1	40.000
TOTAL INSTALACION ELECTRICA y de CONTROL			1.840.000
OTROS COSTES	P.U.	Uds	SUBTOTAL
Gestión de proyecto	500.000	1	500.000
Control de calidad	40.000	1	40.000
Estudios de Seguridad y Salud	50.000	1	50.000
Estudios ingeniería (Geotécnico, Topográfico, Hidrológico)	60.000	1	60.000
Estudio de Impacto Ambiental	15.000	1	15.000
TOTAL OTROS COSTES			665.000
TOTAL			27.725.000

Tabla 8. Costes de inversión.

Vemos en esta tabla los costes iniciales que nos va a suponer la construcción del parque eólico. Una forma habitual de analizar los costes en los que incurrimos es calculando un ratio por megavatio instalado, ya que así podremos hacer comparaciones con otros proyectos y valorar si el coste es más o menos elevado.

En nuestro caso tenemos 23 MW de potencia, por lo que obtenemos un valor de 1,2 M€/MW.

8.2. Costes de producción

En esta parte aparecerán los costes que se incluyen dentro de la fase de proyecto, una vez que el parque está en marcha. Vamos a diferenciar dos tipos de costes que influirán: los costes de explotación y los de financiación.

Los costes de explotación engloban la operación y mantenimiento necesarios en el parque durante su vida útil, el alquiler de los terrenos en los que se encuentra el parque y los seguros e impuestos.

Los costes de financiación vienen dados por los intereses producidos debido a una financiación externa, la cual es necesaria para llevar a cabo el proyecto, en la mayoría de los casos.

En cuanto a nuestro proyecto, detallaremos ambos costes, tomando como referencia órdenes de magnitud de parques con un valor de potencia instalada similar.

COSTES DE EXPLOTACIÓN	
Acción	Coste
Operación y mantenimiento	700.000
Alquiler de terrenos	160.000
Seguros e impuestos	110.000
TOTAL	970.000

Tabla 8. Costes de explotación.

Los gastos de administración del proyecto se calcularán mediante un porcentaje con respecto a la facturación anual, en nuestro caso el 1% de los ingresos.

Los costes de financiación serán calculados mediante unos datos e hipótesis iniciales, de forma que consigamos determinar las condiciones de dichos costes y repercutirlos en el proyecto (7% Interés anual).

8.3. Ingresos

Los ingresos del parque estarán determinados por la tarifa eléctrica existente en el país, por lo que tomaremos la tarifa media existente en España de 60 €/MWh⁹ y junto con la producción del parque hallaremos el importe ingresado. Debemos tener en cuenta los efectos de la inflación, ya que tras el paso de los años, tanto los ingresos como los costes se actualizarán mediante un valor que supondremos inicialmente de un 2.5%.

Se determinará una regulación de tarifa a lo largo de la vida útil del parque, por lo que se utilizará un 90% de la tarifa media los 5 primeros años, un 85% los 10 años siguientes y un 80% hasta el final de la vida útil del parque.

⁹ Tarifa según AEE a 17 agosto 2015. URL: <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-y-el-precio-de-la-luz/>

Según esto, se detalla a continuación el cálculo de los ingresos netos:

DATOS		
Producción bruta (MWh/año)	100.902	MWh/año
Producción neta (MWh/año)	82.235	MWh/año
Tarifa media regulada (TMR) a 03/09/15	60,0	€/MWh

Tabla 9. Datos de producción de parque y precio de venta de la energía.

Año	0	1	2	3	4	5
TMR + inflación		61,5000	63,04	64,61	66,23	67,88
% TMR		90%	90%	90%	90%	90%
Total Ingresos + inflación		4.551.724	4.665.517	4.782.155	4.901.709	5.024.251

6	7	8	9	10
69,58	71,32	73,10	74,93	76,81
85%	85%	85%	85%	85%
4.863.754	4.985.348	5.109.982	5.237.732	5.368.675

11	12	13	14	15
78,73	80,69	82,71	84,78	86,90
85%	85%	85%	85%	85%
5.502.892	5.640.464	5.781.476	5.926.013	6.074.163

16	17	18	19	20
89,07	91,30	93,58	95,92	98,32
80%	80%	80%	80%	80%
5.859.781	6.006.275	6.156.432	6.310.343	6.468.101

Tabla 10. Ingresos del parque.

8.4. Balance de cuentas

Una vez determinados ingresos y costes, determinaremos el cash-flow del proyecto.

	AÑO		0	1	2
1	Ingresos			4.551.724	4.665.517
2	Costes			1.039.767	1.065.761
3=1-2	BENEFICIO BRUTO			3.511.957	3.599.755
4	Amortización			-3.465.625	-3.465.625
5=3+4	BAIT			46.332	134.130
6	Intereses			1.552.600	1.423.217
7=5-6	BAT			-1.506.268	-1.289.086
8	Impuestos	35%		-527.194	-451.180
9=7-8	BENEFICIO NETO			-979.075	-837.906
10	Amortización			3.465.625	3.465.625
11	Valor residual				
12	Desembolso		5.545.000	1.848.333	1.848.333
13=9+10+11-12	CASH-FLOW		-5.545.000	638.217	779.386

3	4	5	6	7	8
4.782.155	4.901.709	5.024.251	4.863.754	4.985.348	5.109.982
1.092.405	1.119.716	1.147.709	1.173.540	1.202.879	1.232.951
3.689.749	3.781.993	3.876.543	3.690.214	3.782.470	3.877.031
-3.465.625	-3.465.625	-3.465.625	-3.465.625	-3.465.625	-3.465.625
224.124	316.368	410.918	224.589	316.845	411.406
1.293.833	1.164.450	1.035.067	905.683	776.300	646.917
-1.069.709	-848.082	-624.149	-681.094	-459.455	-235.510
-374.398	-296.829	-218.452	-238.383	-160.809	-82.429
-695.311	-551.253	-405.697	-442.711	-298.646	-153.082
3.465.625	3.465.625	3.465.625	3.465.625	3.465.625	3.465.625
1.848.333	1.848.333	1.848.333	1.848.333	1.848.333	1.848.333
921.981	1.066.038	1.211.595	1.174.581	1.318.646	1.464.210

9	10	11	12	13	14
5.237.732	5.368.675	5.502.892	5.640.464	5.781.476	5.926.013
1.263.774	1.295.369	1.327.753	1.360.947	1.394.971	1.429.845
3.973.957	4.073.306	4.175.139	4.279.517	4.386.505	4.496.168
3.973.957	4.073.306	4.175.139	4.279.517	4.386.505	4.496.168
517.533	388.150	258.767	129.383		
3.456.424	3.685.156	3.916.372	4.150.134	4.386.505	4.496.168
1.209.748	1.289.805	1.370.730	1.452.547	1.535.277	1.573.659
2.246.675	2.395.351	2.545.642	2.697.587	2.851.228	2.922.509
1.848.333	1.848.333	1.848.333	1.848.333		
398.342	547.018	697.308	849.254	2.851.228	2.922.509

15	16	17	18	19	20
6.074.163	5.859.781	6.006.275	6.156.432	6.310.343	6.468.101
1.465.591	1.498.568	1.536.033	1.574.433	1.613.794	2.371.639
4.608.572	4.361.212	4.470.243	4.581.999	4.696.549	4.096.462
4.608.572	4.361.212	4.470.243	4.581.999	4.696.549	4.096.462
4.608.572	4.361.212	4.470.243	4.581.999	4.696.549	4.096.462
1.613.000	1.526.424	1.564.585	1.603.700	1.643.792	1.433.762
2.995.572	2.834.788	2.905.658	2.978.299	3.052.757	2.662.701
2.995.572	2.834.788	2.905.658	2.978.299	3.052.757	2.662.701

Tabla 11. Cash-flow del proyecto.

Tanto para obtener los ingresos, costes y cash-flow del proyecto hemos utilizado un modelo económico que nos ha permitido ajustar todos los factores implicados para conseguir unos resultados acordes a nuestra modelización de parque.

8.5. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto se define como la diferencia actualizada entre los ingresos y gastos de una inversión. Para su cálculo se tiene en cuenta el desembolso inicial y los ingresos y gastos futuros actualizados a los que se les llama flujos de caja.

De esta forma, el VAN lo obtendríamos según la fórmula:

$$VAN = -A + \frac{Q1}{(1+k)} + \frac{Q2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Qn}{(1+k)^n} \dots = -A + \sum_{j=1}^n \left[\frac{Qj}{(1+k)^j} \right]$$

Figura 95. Fórmula del Valor Actual Neto (VAN).

Donde j es el tiempo del flujo de caja, n es el año de finalización, A es la inversión inicial, Q serán los flujos de caja en el año j , y k será la tasa de descuento utilizada en el proyecto.

Teniendo en cuenta la inversión propia inicial, la tasa de descuento prefijada inicialmente en el **8%** y el cash-flow en cada uno de los años como se muestra en las tablas anteriores, nuestro modelo económico ha obtenido un **Valor Actual Neto de 8.068.259 €**, por lo que podemos confirmar que nuestro proyecto es **económicamente viable**.

8.6. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Ahora que hemos visto que el proyecto es viable, debemos analizar si la inversión también es conveniente realizarla, o por el contrario determinamos que dicha inversión no merece la pena ser llevada a cabo.

Para ello calcularemos la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual se trata de un porcentaje que sirve para medir la rentabilidad de las inversiones. Esta tasa está relacionada con el VAN, ya que la TIR de un proyecto es aquella que hace que el VAN de todos los flujos de caja sea igual a 0.

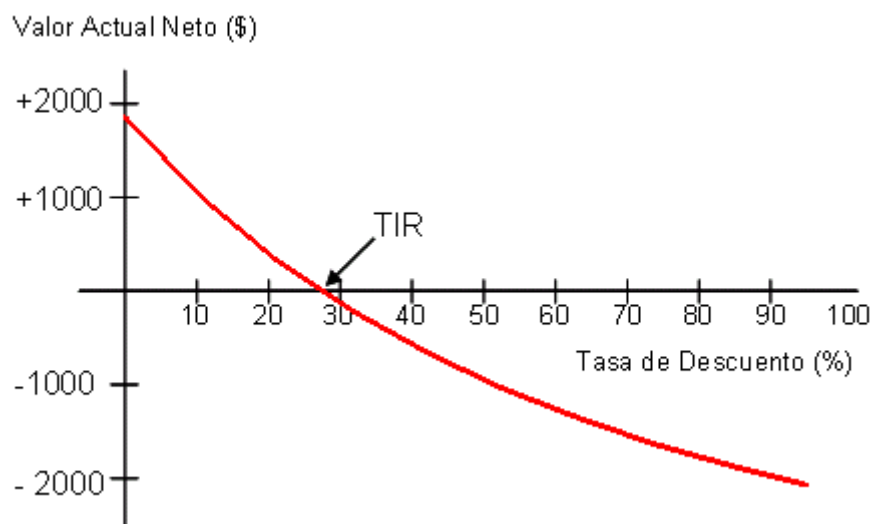


Figura 96. Gráfica representativa de la TIR.

Para calcular esta TIR, igualaremos el VAN a 0 y buscaremos la tasa de descuento correspondiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I = 0$$

Figura 97. Fórmula de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Donde t es el tiempo del flujo de caja, n es el año de finalización, F_t son los flujos netos de caja en el instante t, e I es la inversión inicial.

Diremos que una inversión resulta conveniente realizarla, si la TIR del proyecto es mayor que la tasa de descuento utilizada en el mismo. De esta forma, para nuestro caso el modelo económico ha determinado una **TIR del 19%**, la cual es superior a la tasa de descuento del **8%** que hemos tenido en cuenta inicialmente. Ahora podemos asegurar que nuestro proyecto es **viable, y rentable económicamente**.

9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este último apartado vamos a realizar unas suposiciones algo diferentes a las que hemos obtenido anteriormente, ya que en el proceso de un proyecto pueden ocurrir ciertas variaciones que afecten a la cuenta de resultados final del mismo. De esta forma, realizaremos un análisis de sensibilidad sobre algunos parámetros del proyecto, y observaremos la variación que supone en los valores finales de VAN y TIR, que nuestro modelo económico ha calculado.

Nuestro análisis de sensibilidad se realizará en torno a los siguientes parámetros:

- Financiación.
- Interés anual.
- Plazo de deuda.
- Inflación anual.
- Velocidad media anual del viento.
- Precio de la energía.

9.1. Financiación vs. VAN/TIR

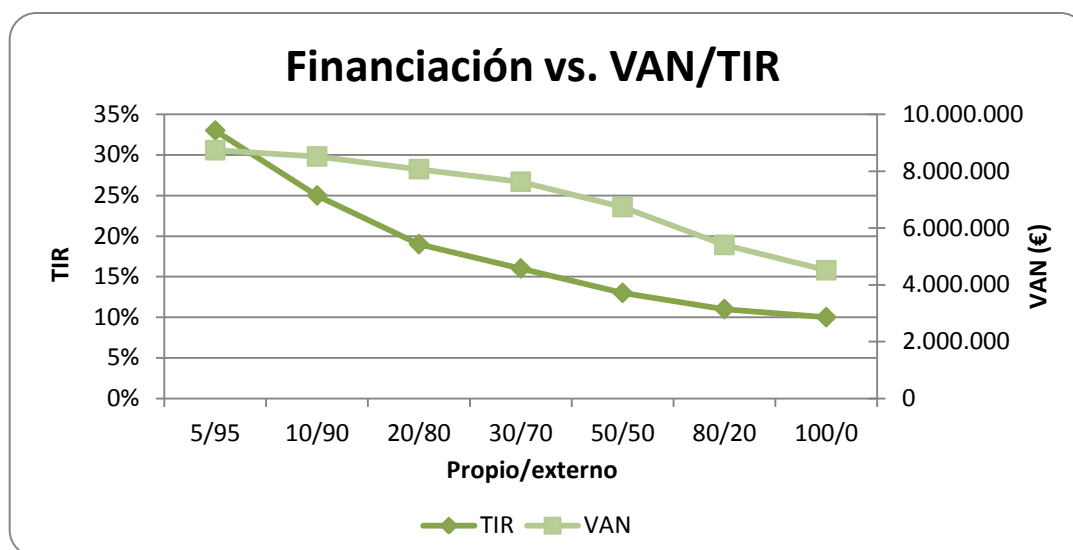


Figura 98. Gráfica Financiación vs. VAN/TIR.

Propio/Externo	TIR	VAN
5/95	33%	8.735.415
10/90	25%	8.513.029
20/80	19%	8.068.259
30/70	16%	7.623.488
50/50	13%	6.733.947
80/20	11%	5.399.636
100/0	10%	4.510.095

Tabla 12. Datos Financiación vs. VAN/TIR.

Vemos en la gráfica que a medida que conseguimos mayor financiación externa, los valores de VAN y TIR aumentan al contar con menos fondos propios desde un inicio, lo que beneficia al proyecto.

9.2. Interés anual vs. VAN/TIR

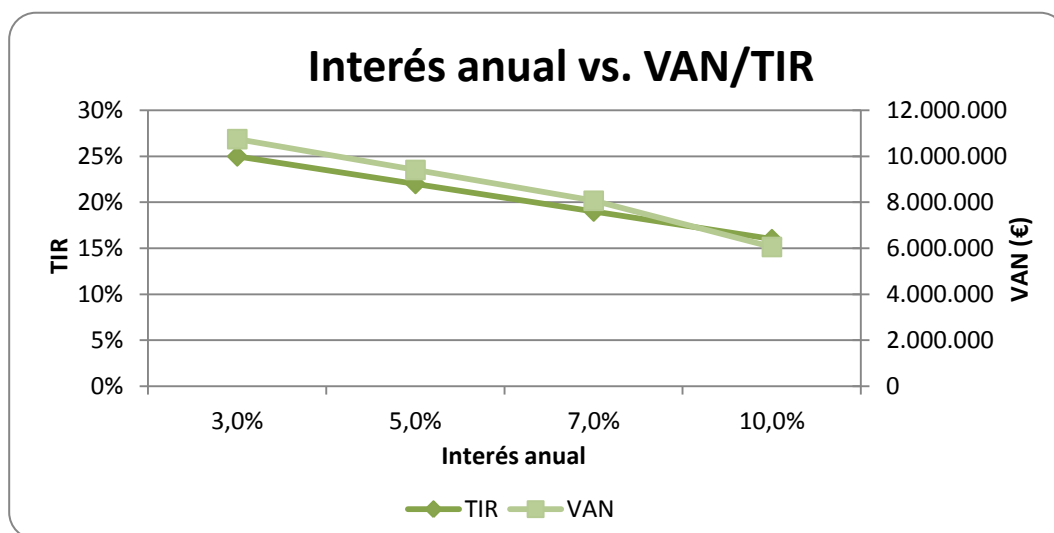


Figura 99. Gráfica Interés anual vs. VAN/TIR.

Interés anual	TIR	VAN
3,0%	25%	10.749.774
5,0%	22%	9.409.016
7,0%	19%	8.068.259
10,0%	16%	6.057.122

Tabla 13. Datos Interés anual vs. VAN/TIR.

Vemos en este caso la variación del interés, que sigue una tendencia esperada, ya que al elevarse los intereses de financiación el proyecto resulta menos beneficioso.

9.3. Plazo deuda vs. VAN/TIR

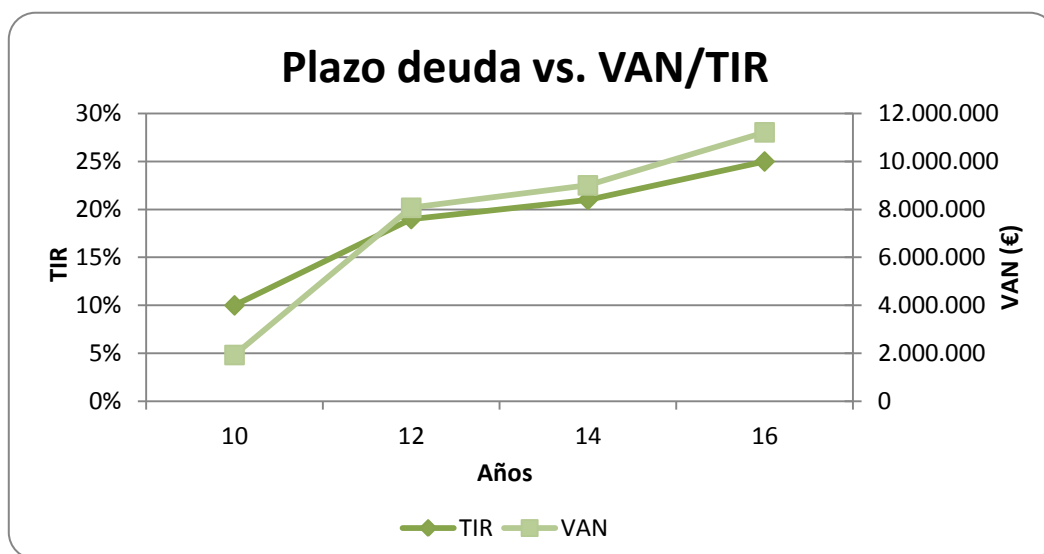


Figura 100. Gráfica Plazo deuda vs. VAN/TIR.

Plazo deuda (años)	TIR	VAN
10	10,00%	1.930.528
12	19%	8.068.259
14	21,00%	9.004.690
16	25,00%	11.215.365

Tabla 14. Datos Plazo deuda vs. VAN/TIR.

Este parámetro vemos que va a resultar importante, ya que dependiendo del plazo de deuda que consigamos tener, el proyecto va a verse influido de manera notable. Conseguiremos un proyecto más beneficioso a medida que aumentemos el plazo para la devolución de la deuda.

9.4. Inflación vs. VAN/TIR

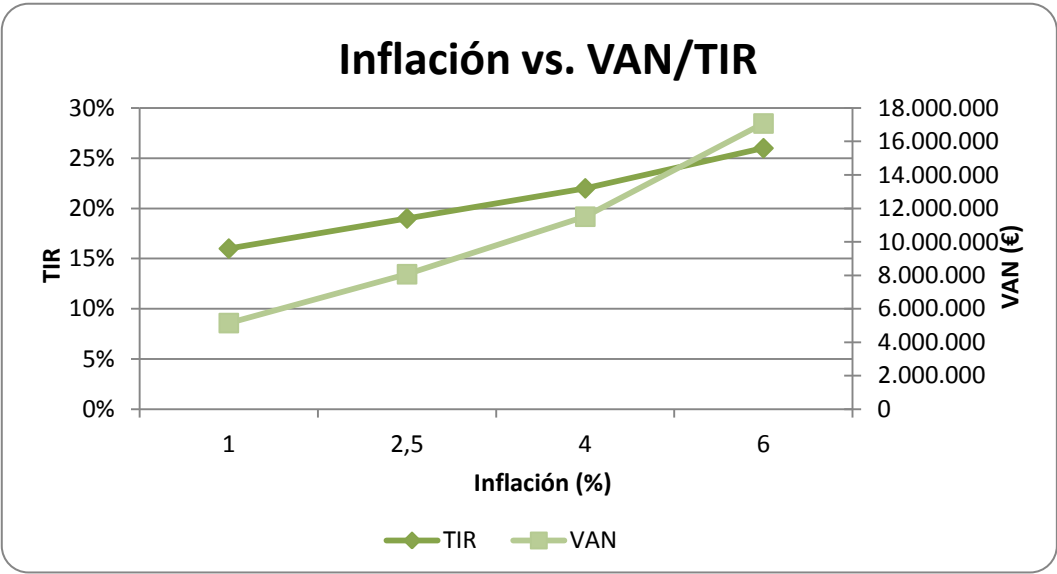


Figura 101. Gráfica Inflación vs. VAN/TIR.

Inflación (%)	TIR	VAN
1	16%	5.149.072
2,5	19%	8.068.259
4	22%	11.505.216
6	26%	17.076.463

Tabla 15. Datos Inflación vs. VAN/TIR.

En el caso de la inflación, podemos observar que un porcentaje mayor va a suponer mayores valores de VAN y TIR, por lo que será beneficioso para el proyecto que el valor del dinero aumente anualmente a lo largo de su vida útil.

9.5. Velocidad media anual vs. VAN/TIR

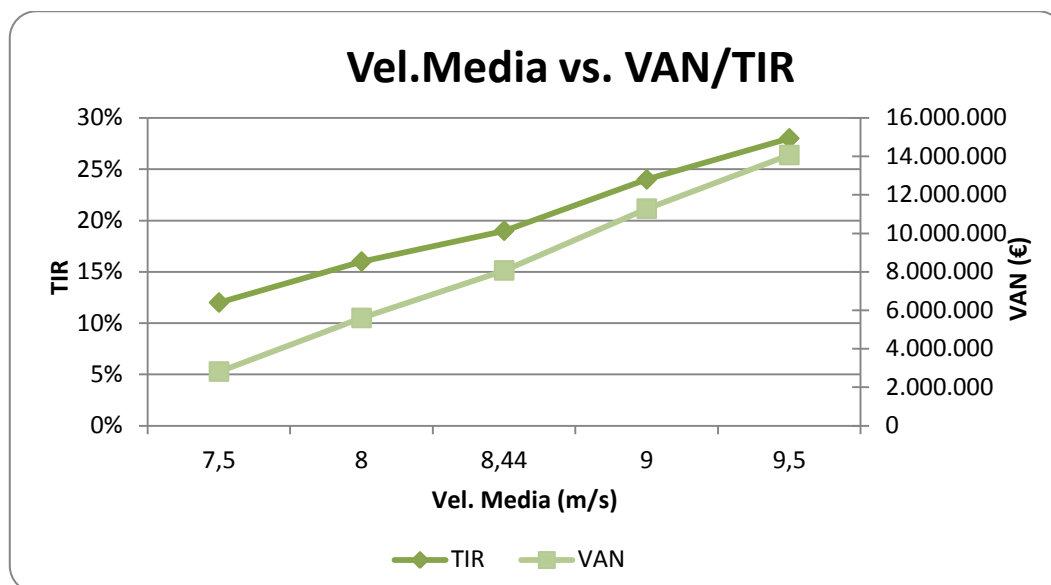


Figura 102. Gráfica Vel. Media vs. VAN/TIR.

V. Media (m/s)	TIR	VAN
7,5	12%	2.811.986
8	16%	5.598.681
8,44	19%	8.068.259
9	24%	11.279.034
9,5	28%	14.066.579

Tabla 16. Datos Vel. Media vs. VAN/TIR.

El valor de la velocidad del viento es uno de los más cambiantes y de los más influyentes en el proyecto, ya que la producción del parque es bastante sensible a este valor, y por tanto los resultados económicos también lo son, comprobando la mejora del proyecto a medida que la velocidad media existente aumenta.

9.6. Precio de la energía vs. VAN/TIR

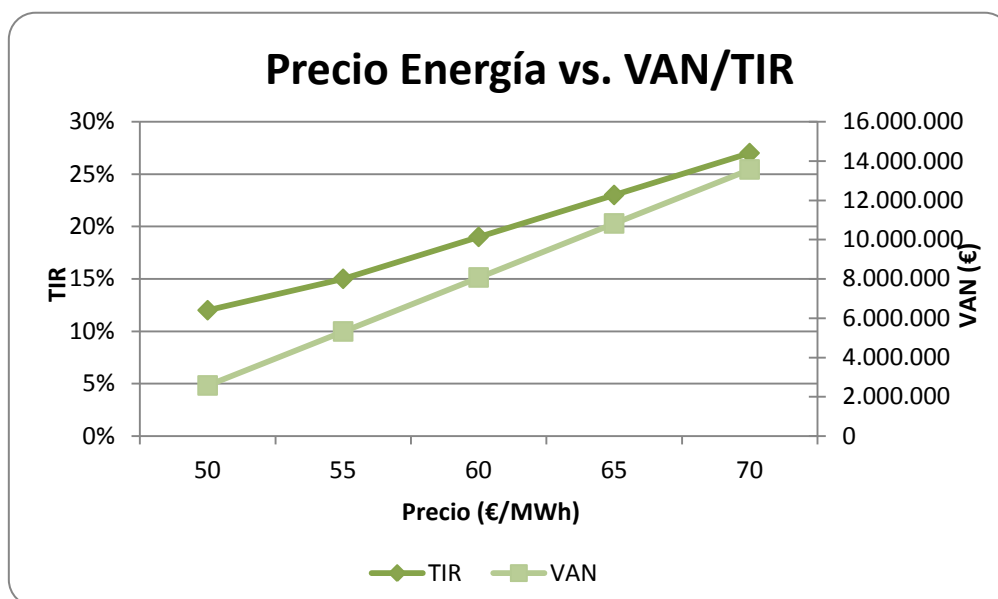


Figura 103. Gráfica Precio Energía vs. VAN/TIR.

Precio energía (€/MWh)	TIR	VAN
50	12%	2.570.933
55	15%	5.319.596
60	19%	8.068.259
65	23%	10.816.922
70	27%	13.565.584

Tabla 17. Datos Precio Energía vs. VAN/TIR.

El precio de la tarifa energética, en el caso de la energía eólica, varía considerablemente a lo largo del día, como consecuencia de la demanda cubierta. A medida que la producción aumenta, el precio desciende, por lo que es un valor que fluctúa según las condiciones meteorológicas que se presenten. En el gráfico vemos una sensibilidad alta a los resultados finales del proyecto con respecto al precio de venta de energía, lo que resulta una conclusión previsible.

10. CONCLUSIONES

Tras considerar todos los puntos del trabajo y profundizar sobre ellos, procederé a analizar cada uno de ellos generalmente y determinar si se ha conseguido reflejar lo que se pretendía en un inicio, el cumplimiento de los objetivos introducidos.

En cuanto a la introducción del tema, se ha conseguido **reflejar una visión global de la energía eólica** mediante una breve explicación a lo largo de su historia, continuando con la situación actual de este sector, en el que hemos podido comprobar el posicionamiento global de esta energía, así como el de cada una de las regiones del planeta y las previsiones de desarrollo de las mismas. También se ha puesto en conocimiento los principales fabricantes de aerogeneradores a media-gran escala que se encuentran en el mercado ya que es una parte primordial de un proyecto eólico.

Entrando en los trabajos a realizar en el parque, se ha conseguido **explicar el proceso de construcción del mismo**, profundizando en cada una de las partidas y detallando las acciones principales de las que consta cada una de ellas, así como las consideraciones y requerimientos necesarios para poder realizar la instalación del parque. Con esto se ha conseguido **dotar al lector de un conocimiento particular** de lo que implica todo el proceso del proyecto hasta su puesta en marcha final.

Una vez analizado el proceso de construcción, se ha modelizado un parque tipo en un emplazamiento, de donde hemos obtenido unos valores de **producción neta total de 82188,5 MWh/año**, lo que implica el autoabastecimiento de más de **27000 hogares medios** (3 personas) con un **ahorro de media de 700 €**, por lo que damos por cumplido este objetivo pendiente.

A continuación hemos realizado un **análisis económico** del parque realizando un balance de cuentas en base a unos datos prefijados, y según nuestro modelo económico obtenemos unos valores de **VAN y TIR de 8.068.259€ y 19%** respectivamente, por lo que podemos confirmar que la inversión realizada **es viable y rentable económicamente**.

Para finalizar hemos realizado un **análisis de sensibilidad** del proyecto, observando la variación de los resultados económicos con respecto a ciertos factores, y podemos confirmar la obtención de resultados congruentes con el proyecto, y que **dotan al lector de una visión más amplia del mismo**.

Se concluye que los puntos realizados en este trabajo han sido satisfactorios y han cumplido los objetivos que se planteaban inicialmente, completando así este proyecto de Evaluación Técnico-Económica de un parque eólico.

Bibliografía

UNFCCC, 2015. Protocolo de Kyoto. Disponible en: http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/items/6215.php. Fecha de consulta: 02/06/2015

Ammonit, 2015. “¿Qué es la energía eólica?” Disponible en: <http://www.ammonit.com/es/informacion-eolica/energia-eolica>. Fecha de consulta: 04/06/2015

UCLM, 2012. “Energía eólica”. Disponible en: http://www.uclm.es/profesoradO/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf. Fecha de consulta: 04/06/2015

GWEC, 2015. GLOBAL STATUS OVERVIEW. Disponible en: <http://www.gwec.net/global-figures/wind-energy-global-status/>. Fecha de consulta: 07/06/2015

AEE, 2014. La eólica en el mundo. Disponible en: <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>. Fecha de consulta: 07/06/2015

GWEC, 2015.” GWEC optimistic about China wind energy: 217 GW by 2020”. Disponible en: <http://www.gwec.net/gwec-optimistic-china-wind-energy-217-gw-2020/>. Fecha de consulta: 10/06/2015

GWEC, 2014. Market Forecast. Disponible en: <http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast-2012-2016/>. Fecha de consulta: 11/06/2015

Universidad de Zaragoza, 2015. “Curso de energía eólica”. Disponible en: <http://www.windygrid.org/manualEolico.pdf>. Fecha de consulta: 13/06/2015

AVÍA, Félix. La energía eólica. 1ª ed. España. Fundación Gas Natural Fenosa, 2012.

Opex Energy, 2015. Tipos de aerogeneradores. Disponible en: http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html. Fecha de consulta: 16/06/2015

Energíadoblezero, 2015. Componentes de un aerogenerador. Disponible en: <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>. Fecha de consulta: 07/07/2015

González-Longatt, F. M., 2007. “Sistema mecánico de transmisión de aerogeneradores de eje horizontal”. Disponible en: <http://fglongatt.org/OLD/Reportes/RPT2007-13.pdf>. Fecha de consulta: 08/07/2015

El periódico de la energía, 2015. “Vestas y Siemens encabezan el ranking mundial de la eólica en 2014”. Disponible en: <http://elperiodicodelaenergia.com/vestas-y-siemens-encabezan-el-ranking-mundial-de-la-eolica-en-2014/>. Fecha de consulta: 10/07/2015

AEE, 2015. Quién es quién en la eólica. Disponible en: <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/quien-es-quien-en-la-eolica/>. Fecha de consulta: 11/07/2015

Gamesa, 2015. Disponible en: <http://www.gamesacorp.com/es/>. Fecha de consulta: 15/07/2015

GE, 2015. Disponible en: <https://renewables.gepower.com/wind-energy.html>. Fecha de consulta: 15/07/2015

Senvion, 2015. Disponible en: <http://www.senvion.com/>. Fecha de consulta: 15/07/2015

Siemens, 2015. Disponible en: <http://www.siemens.com/about/en/businesses/wind-power-and-renewables.htm>. Fecha de consulta: 15/07/2015

Suzlon, 2015. Disponible en: <http://www.suzlon.com/>. Fecha de consulta: 15/07/2015

Vestas, 2015. Disponible en: <http://www.vestas.com/>. Fecha de consulta: 15/07/2015

Enercon, 2015. Disponible en: <http://www.enercon.de/en-en/>. Fecha de consulta: 15/07/2015

Nordex, 2015. Disponible en: <http://www.nordex-online.com/en/>. Fecha de consulta: 15/07/2015

Alstom, 2015. Disponible en: <http://www.alstom.com/microsites/power/products-services/renewables/wind-power/>. Fecha de consulta: 15/07/2015

Acciona, 2015. Disponible en: <http://www.acciona-windpower.es/>. Fecha de consulta: 16/07/2015

Mingyang, 2015. Disponible en: <http://www.mywind.com.cn/English/index.aspx>. Fecha de consulta: 16/07/2015

NOSOLOINGENIERIA, 2013. “¿Por qué se emplean 50 Hz en Europa y 60 Hz en Norteamérica?” Disponible en: <http://nosoloingenieria.com/frecuencia-50-60-hz/>. Fecha de consulta: 17/08/2015

Ambientum, 2007. Huecos de tensión y generación eólica. Disponible en: <http://www.ambientum.com/revistanueva/2007-01/energia/tension.asp>. Fecha de consulta: 17/08/2015

Ledesma, P. UC3M, 2008. Compensadores estáticos tipo STATCOM. Disponible en: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RT/node14.html. Fecha de consulta: 19/08/2015

Berjón Sánchez, J.D., 2015. "Evaluación de Impacto Visual. Caso Parque Eólico". Disponible en: http://pro-sustainability.com/wp-content/uploads/evaluacion_impacto_visual.pdf. Fecha de consulta: 21/08/2015

ADURCAL, 2015. LAS AMENAZAS INDUCIDAS POR LOS PARQUES EÓLICOS. Disponible en: <http://www.adurcal.com/mancomunidad/viabilidad/59.htm>. Fecha de consulta: 21/08/2015

IDAE, 2015. Disponible en: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>. Fecha de consulta: 30/08/2015

González-Longatt, F.M., 2008. "Normativa IEC 61400-1: Modelado del Viento en condiciones Normales Parte I". Disponible en: <http://fglongatt.org/OLD/Reportes/PRT2008-01.pdf>. Fecha de consulta: 02/09/2015

RetScreen, 2015. Disponible en: <http://www.retscreen.net/es/home.php>. Fecha de consulta: 03/09/2015

Siemens, 2015. Wind Turbine SWT-2.3-93. Disponible en: <http://www.energy.siemens.com/nl/en/renewable-energy/wind-power/platforms/g2-platform/wind-turbine-swt-2-3-93.htm>. Fecha de consulta: 03/09/2015

Iturrioz del Campo, J. Expansión, 2015. Valor Actualizado Neto (VAN). Disponible en: <http://www.expansion.com/diccionario-economico/valor-actualizado-neto-van.html>. Fecha de consulta: 13/09/2015

Enciclopedia Financiera, 2015. Tasa Interna de Retorno. Disponible en: <http://www.encyclopediainanciera.com/finanzas-corporativas/tasa-interna-de-retorno.htm>. Fecha de consulta: 13/09/2015

Anexo 1. Datos de viento. Distribución Weibull

Distribución Weibull Primavera

U (m/s)	Frecuencia
0	0
1	0,016989
2	0,037160499
3	0,056780329
4	0,073801246
5	0,086732808
6	0,094661338
7	0,097296144
8	0,094945568
9	0,088411032
10	0,078818941
11	0,067425583
12	0,055433139
13	0,043847705
14	0,03339654
15	0,024506444
16	0,017332428
17	0,011818502
18	0,007770941
19	0,004927731
20	0,003013794
21	0,001777814
22	0,001011496
23	0,000555053
24	0,000293749
25	0,000149921

Parámetro $\alpha = 9,32$

Parámetro $\beta = 2,169$

Distribución Weibull Verano

U (m/s)	Frecuencia
0	0
1	0,02250688
2	0,05046633
3	0,07716649
4	0,09867635
5	0,11234066
6	0,11698614
7	0,11298028
8	0,10198254
9	0,08644394
10	0,06900692
11	0,05197575
12	0,03697987
13	0,02487131
14	0,01581907
15	0,00951701
16	0,00541602
17	0,00291539
18	0,00148419
19	0,00071446
20	0,00032513
21	0,00013983
22	5,6822E-05
23	2,1809E-05
24	7,9039E-06
25	2,7038E-06

Parámetro $\alpha = 7,88$

Parámetro $\beta = 2,219$

Distribución Weibull Otoño

U (m/s)	Frecuencia
0	0
1	0,01477807
2	0,03253037
3	0,0501058
4	0,06581588
5	0,0783914
6	0,08697639
7	0,09117004
8	0,09103063
9	0,08702427
10	0,07992468
11	0,07068274
12	0,06028956
13	0,04965587
14	0,03952418
15	0,03042174
16	0,02265305
17	0,01632414
18	0,0113866
19	0,00768927
20	0,00502746
21	0,0031828
22	0,0019511
23	0,00115812
24	0,00066562
25	0,00037041

Parámetro $\alpha = 9,91$

Parámetro $\beta = 2,173$

Distribución Weibull Invierno

U (m/s)	Frecuencia
0	0
1	0,01268344
2	0,02832379
3	0,04415997
4	0,05874753
5	0,07096926
6	0,08001036
7	0,08539567
8	0,08700908
9	0,08507538
10	0,08010344
11	0,07279981
12	0,06396765
13	0,05440721
14	0,04483236
15	0,03581278
16	0,02774563
17	0,02085476
18	0,01521153
19	0,01076885
20	0,00740016
21	0,00493646
22	0,00319673
23	0,00200962
24	0,00122639
25	0,0007265

Parámetro $\alpha = 10,49$

Parámetro $\beta = 2,189$